

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт физики высоких технологий

Направление Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии,
нефтехимии и биотехнологии

Кафедра Общей химии и химической технологии

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема проекта
Проектирование нефтегазосепаратора на участке подготовки нефти на Вахском месторождении

УДК _____

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К22	Курмель Герман Валериевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Семакина О.К.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечина А.А.	к.х.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ЭБЖ ИНК	Ахмеджанов Р.Р.	д.б.н., профессор		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И. о. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тихонов В.В.	к.т.н., доцент		

Томск – 2016 г

Перечень результатов обучения (профессиональных и универсальных компетенций), запланированных к достижению выпускниками данной образовательной программы

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
P1	Применять базовые математические, естественнонаучные, социально-экономические и специальные знания в профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ПК-1,2,3,19,20), Критерий 5 АИОР (п.1.1)
P2	Применять знания в области энерго-и ресурсосберегающих процессов и оборудования химической технологии, нефтехимии и биотехнологии для решения производственных задач	Требования ФГОС (ПК-4,5,9,15 ОК-7), Критерий 5 АИОР (пп.1.1,1.2)
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии.	Требования ФГОС (ПК-4,5,8,11, ОК-2,4), Критерий 5 АИОР (пп.1.2)
P4	Проектировать и использовать новое энерго-и ресурсосберегающее оборудование химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС (ПК-8,11,23,24), Критерий 5 АИОР (п.1.3)
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области энерго-и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС (ПК-1,4,5,19-22, ОК-7,10), Критерий 5 АИОР (п.1.4)
P6	Осваивать и эксплуатировать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность и надежность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-6,12,13,14,17, ОК-3,4,8), Критерий 5 АИОР (п.1.5)
P7	Применять знания по проектному менеджменту для ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности	Требования ФГОС (ПК-3, 8, 9, 10, 11, 12, 13), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P8	Использовать современные компьютерные методы вычисления, основанные на применении современных эффективных программных продуктов при расчете свойств материалов,	Требования ФГОС (ПК-4, 5, 9, 10, 11, 14)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
	процессов, аппаратов и систем, характерных для профессиональной области деятельности; находить необходимую литературу, использовать компьютерные базы данных и другие источники информации	
<i>Общекультурные компетенции</i>		
P9	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1,2,6-10), Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5)
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-6,7,8), Критерий 5 АИОР (2.6)
P11	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-11) , Критерий 5 АИОР (п.2.2)
P12	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-3,4,5,12) , Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3)

<i>Цели образовательной программы</i>		
Код цели	Формулировка цели	Требования ФГОС ВПО и (или) заинтересованных работодателей
Ц1	Подготовка выпускников к производственно-технологической деятельности в области энерго- и ресурсосберегающих процессов в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии, конкурентоспособных на мировом рынке.	Требования ФГОС ВПО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам EUR-ACE и FEANI. Требования к выпускникам предприятий химического комплекса России (ООО СИБУР «Томскнефтехим», ОАО «Тоскгазпром», ОАО «КИНЕФ», г. Кириши, Ангарский нефтеперерабатывающий комбинат, ПО «Азот», г. Кемерово, ООО «ЭльПласт», ООО «Сибметаким, ОАО «Фармстандарт–Томскхимфарм», и др.).
Ц2	Подготовка выпускников к проектной деятельности в области энерго- и ресурсосберегающих процессов в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии.	Требования ФГОС ВПО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам EUR-ACE и FEANI. Требования к выпускникам предприятий химического комплекса России (ОАО «ТомскНИПИнефть, ОАО НК

<i>Цели образовательной программы</i>		
Код цели	Формулировка цели	Требования ФГОС ВПО и (или) заинтересованных работодателей
		«РОСНефть», г. Краснодар, ОАО «Самаранефтехимпроект, ЭЛЕСИ и др.).
Ц3	Подготовка выпускников к научным исследованиям для решения задач, связанных с разработкой новых методов создания процессов, материалов и оборудования, обеспечивающих энерго-ресурсосбережение, экологическую безопасность технологии.	Требования ФГОС ВПО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам EUR-ACE и FEANI. Потребности научно-исследовательских центров РАН, СО РАН (ТПУ, ТГУ, Институт химии нефти СО РАН, Институт катализа СО РАН, г. Новосибирск, НИОСТ, ООО НПЦ «НООСФЕРА», г. Надым и др).
Ц4	Подготовка выпускников к организационно-управленческой деятельности.	Требования ФГОС ВПО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам EUR-ACE и FEANI, запросы отечественных предприятий и НИИ.
Ц5	Подготовка выпускников к самообучению и непрерывному профессиональному самосовершенствованию.	Требования ФГОС ВПО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам EUR-ACE и FEANI, запросы отечественных предприятий и НИИ..

ОБЩЕКУЛЬТУРНЫЕ, ОБЩЕПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ КОМПЕТЕНЦИИ.

1. Выпускник, освоивший программу бакалавриата, должен обладать следующими **общекультурными компетенциями (ОК):**

- способностью использовать основы философских знаний для формирования мировоззренческой позиции (ОК-1);
- способностью анализировать основные этапы и закономерности исторического развития общества для формирования гражданской позиции (ОК-2);

- способностью использовать основы экономических знаний в различных сферах жизнедеятельности (ОК-3);
- способностью использовать основы правовых знаний в различных сферах жизнедеятельности (ОК-4);
- способностью к коммуникации в устной и письменной формах на русском и иностранном языках для решения задач межличностного и межкультурного взаимодействия (ОК-5);
- способностью работать в коллективе, толерантно воспринимать социальные, этнические, конфессиональные и культурные различия (ОК-6);
- способностью к самоорганизации и самообразованию (ОК-7);
- способностью использовать методы и средства физической культуры для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности (ОК-8);
- способностью использовать приемы первой помощи, методы защиты в условиях чрезвычайных ситуаций (ОК-9).

2. Выпускник, освоивший программу бакалавриата, должен обладать следующими **общефессиональными компетенциями (ОПК)**:

- способностью решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности (ОПК-1);
- способностью использовать основные законы естественнонаучных дисциплин в профессиональной деятельности, применяет методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования (ОПК-2);
- способностью использовать основные естественнонаучные законы для понимания окружающего мира и явлений природы (ОПК-3);

3. Выпускник, освоивший программу бакалавриата, должен обладать **профессиональными компетенциями (ПК)**, соответствующими виду (видам) профессиональной деятельности, на который (которые) ориентирована программа бакалавриата:

Производственно-технологическая деятельность:

- способностью осуществлять технологический процесс в соответствии с регламентом и использовать технические средства для измерения основных параметров технологического процесса, свойств сырья и продукции (ПК-1);
- способностью участвовать в совершенствовании технологических процессов с позиций энерго- и ресурсосбережения, минимизации воздействия на окружающую среду (ПК-2);
- способностью использовать современные информационные технологии, проводить обработку информации с использованием прикладных программ и баз данных для расчета технологических параметров оборудования и мониторинга природных сред (ПК- 3);
- способностью использовать нормативные документы по качеству, стандартизации и сертификации продуктов и изделий (ПК- 4);
- готовностью обосновывать конкретные технические решения при разработке технологических процессов; выбирать технические средства и технологии, направленные на минимизацию антропогенного воздействия на окружающую среду (ПК-5);
- способностью следить за выполнением правил техники безопасности, производственной санитарии, пожарной безопасности и норм охраны труда на предприятиях (ПК-6);
- готовностью осваивать и эксплуатировать новое оборудование, принимать участие в налаживании, технических осмотрах, текущих ремонтах, проверке технического состояния оборудования и программных средств (ПК-7);

- способностью использовать элементы эколого-экономического анализа в создании энерго- и ресурсосберегающих технологий (ПК-8).

Организационно-управленческая деятельность:

- способностью анализировать технологический процесс как объект управления (ПК-9);
- способностью проводить стоимостную оценку основных производственных ресурсов (ПК-10);
- способностью организовывать работу исполнителей, находить и принимать управленческие решения в области организации труда и осуществлении природоохранных мероприятий (ПК-11);
- способностью систематизировать и обобщать информацию по формированию и использованию ресурсов предприятия (ПК-12).

Научно-исследовательская деятельность:

- готовностью изучать научно-техническую информацию, анализировать отечественный и зарубежный опыт по тематике исследований (ПК-13);
- способностью применять современные методы исследования технологических процессов и природных сред, использовать компьютерные средства в научно-исследовательской работе (ПК-14);
- способностью планировать экспериментальные исследования, получать, обрабатывать и анализировать полученные результаты (ПК-15);
- способностью моделировать энерго- и ресурсосберегающие процессы в промышленности (ПК-16).

Проектная деятельность:

- способностью участвовать в проектировании отдельных стадий технологических процессов с использованием современных информационных технологий (ПК-17);
- способностью проектировать отдельные узлы (аппараты) с использованием автоматизированных прикладных систем (ПК-18).

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт физики высоких технологий

Направление подготовки Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Кафедра ОХХТ

УТВЕРЖДАЮ:

И. о. зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2К22	Курмель Герман Валериевич

Тема работы:

Проектирование нефтегазосепаратора на участке подготовки нефти на Вахском месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	23.03.16 г., 2270/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.16г.
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Нефтегазосепаратор для разделения нефтегазовой смеси на фракции: нефть и газ. Производительность по сырью, содержащей до 50 % пластовой воды: 450 т/ч; Давление в НГС: 0,25 МПа; Исполнение по материалу: Кожух – 09Г2С, Фланцы – 09Г2С, 16ГС. Режим работы: непрерывный;
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Введение. Описание технологической схемы. Технологический расчет НГС. Конструктивный расчет НГС. Механический расчет НГС. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; Социальная ответственность; Заключение.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Лист 1. Технологическая схема; Лист 2. Общий вид НГС; Лист 3. Выносные элементы НГС.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Ахмеджанов Рафик Равильевич
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Сечина Ася Александровна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:
Реферат

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.02.16г.
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Семакина Ольга Константиновна	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К22	Курмель Герман Валериевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки, содержащей 125 страниц, 20 рисунков, 16 таблиц, 23 источников литературы, 1 приложение, и 4 листа графического материала формата А1.

Ключевые слова: нефтегазосепаратор, нефтяная эмульсия, нефть, газ, фланец, опора.

Цель работы – рассчитать и подобрать нефтегазовый сепаратор.

Проведен технологический, конструктивный и прочностной расчеты.

Проведены расчеты толщины стенки корпуса и крышек, фланцевых соединений, укрепление отверстий, седлообразных опор.

Экономическая эффективность/значимость работы: осуществлен расчет общих затрат на проектирование отдельных узлов, их приобретение и установку.

PAPER

Final qualifying work consists of explanatory note, containing 125 pages, 20 figures, 16 tables, 23 literature sources, 1 application, and 4 sheets of A1 format graphic material.

Keywords: oil and gas separator, oil emulsion, oil, gas, footing.

Purpose - to calculate and collect the oil and gas separator.

Spend technological, structural and strength analysis.

The calculations of the housing wall thickness and covers, flanges, strengthening hole, saddle supports.

Cost-effectiveness / value of the work: carried out the calculation of total costs for the design of individual components, their acquisition and installation.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	15
1. Описание технологической схемы.....	16
2. Расчет нефтегазового сепаратора.....	17
2.1. Технологический расчет НГС.....	17
2.2. Конструктивный расчет НГС.....	21
2.3. Механический расчет НГС.....	22
2.3.1. Исходные данные.....	22
2.3.2. Прибавки к расчетным толщинам конструктивных элементов.....	23
2.3.3. Определение расчетных давлений.....	24
2.3.4. Расчет толщины стенок.....	25
2.3.4.1. Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки (кожуха).....	25
2.3.4.2. Расчет эллиптического днища.....	27
2.3.5. Расчет и подбор фланцев.....	30
2.3.5.1. Прочностной расчет фланцевого соединения для входа нефтегазовой смеси.....	31
2.3.6. Укрепление отверстий патрубков штуцеров.....	43
2.3.7. Выбор стандартного люк-лаза.....	46
2.3.7.1. Расчет и выбор стандартной крышки люк-лаза.....	47
2.3.8. Подбор и расчет стандартной опоры аппарата.....	49
2.3.8.1. Подбор стандартных опор аппарата.....	50
2.3.8.2. Расчет опор аппарата.....	51
2.3.8.2.1. Определение допускаемых осевых сжимающих усилий.....	52
2.3.8.2.2. Проверка несущей способности обечайки, неукреплённой кольцами жесткости в области опорного узла.....	56

3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	69
3.1. Расчет годовой производственной мощности.....	69
3.2. Расчет годового фонда заработной платы.....	70
3.3. Организация оплаты труда.....	73
3.4. Определение потребности в инвестициях.....	75
3.5. Итоговые затраты.....	76
4. Социальная ответственность.....	78
4.1. Анализ вредных и опасных факторов на УПН «ВАХ».....	78
4.2. Промышленная санитария.....	80
4.3. Метеорологические условия.....	81
4.4. Средства защиты работающих.....	83
4.4.1. Средства коллективной защиты.....	83
4.4.2. Индивидуальные средства защиты.....	84
4.5. Освещение.....	86
4.6. Шумы и вибрация.....	89
4.7. Техника безопасности технологического процесса.....	93
4.8. Безопасность технологического оборудования.....	94
4.9. Электробезопасность.....	95
4.9.1. Категории опасности помещений.....	97
4.9.2. Первичные критерии электробезопасности.....	98
4.10. Молниезащита.....	98
4.11. Пожаровзрывоопасность.....	98
4.11.1 Характеристика технологического процесса по взрывопожароопасности и вредности применяемого сырья, продуктов и материалов.....	99
4.11.2. Система азотного пожаротушения.....	108
4.12. Охрана окружающей среды.....	108
4.12.1. Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений.....	110

4.12.2. Способ утилизации легких горючих.....	111
4.12.3. Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов.....	112
4.13. Чрезвычайные ситуации.....	113
4.13.1. Производственные аварии.....	113
4.13.2. Стихийные бедствия.....	114
Заключение.....	116
Список использованных источников.....	117
Приложение А.....	119

ВВЕДЕНИЕ

Одним из наиболее распространенных видов аппаратуры в объектах промышленного сбора, подготовки нефти и газа к транспорту, являются сепараторы. Предназначаются эти аппараты для отделения газа от жидкости, жидкости от газа, а в некоторых случаях оба процесса могут сопровождаться с разделением жидких фаз, отличающихся своими плотностями (нефть-вода, бензин-вода).

В системах подготовки нефти и газа сепараторы используются:

- На ступенях концевой, горячей и вакуумной сепарации, а также в качестве специальных секций или встроенных узлов в аппаратах, совмещающих нагрев, обезвоживание и обессоливание нефти с ее сепарацией;
- Перед компрессорными машинами и после них для уменьшения содержания капельной жидкости и механических примесей в поступающем и выходящем газах;
- После колонн для предотвращения механического уноса жидкой фазы (отстойники).

В зависимости от места расположения и назначения к сепараторам предъявляются следующие основные требования:

- достижение равновесия фаз жидкость-газ;
- максимальное отделение от нефти газовой фазы и механических примесей;
- очистка уходящего газа от капельной жидкости;
- предотвращение образования пены или разрушение её;
- снижение влияния пульсации газонефтяного потока;
- четкое разделение жидких фаз (многофазные разделители).

1. ОПИСАНИЕ Т.С.

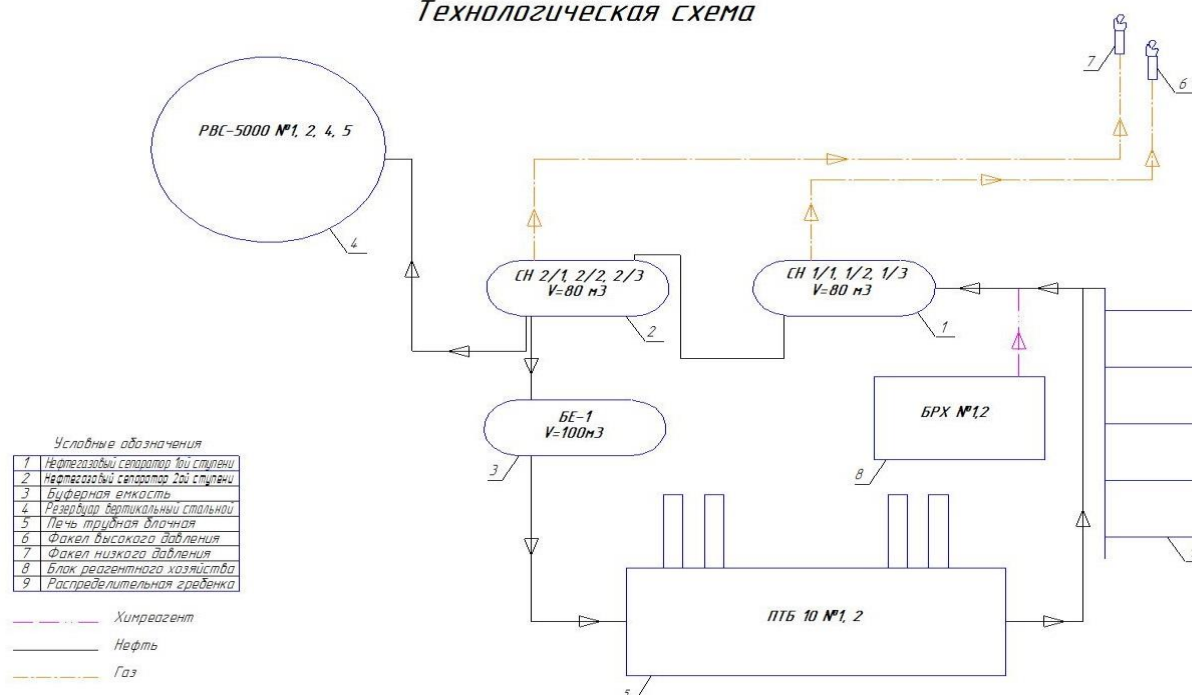
Водонефтяная эмульсия, в которую на входной гребенке блоком реагентного хозяйства БР-2,5 подается деэмульгатор для обезвоживания нефти, подается на вход сепараторов СН 1/1...1/3.

Водонефтяная эмульсия из сепараторов первой ступени, подается на сепараторы второй ступени СН 2/1...2/3, где происходит конечная сепарация нефти. Отделившийся газ сбрасывается на факел низкого давления и сжигается.

На выходе из сепараторов второй ступени, нефть разделяется на два потока:

- первый – подается в резервуарный парк в РВС 5000 № 1, 2, 4, 5, откуда отстоявшаяся нефть попадает на узел учета нефти и перекачивается на ЦППН-1.
- второй – подается в буферную емкость БЕ-1, откуда подается на печи ПТБ-10. Нефть нагревается до температуры 50°C, т.к. оптимальное отделение оставшейся воды под действием деэмульгаторов происходит именно при этой температуре, подается на вход сепараторов 1 ступени.

Технологическая схема



2. РАСЧЕТ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕПАРАТОРА

2.1 Технологический расчет НГС

Расчет проводим согласно [1]

По формуле находим:

$$f_o := \frac{701.8}{\Gamma_T \cdot (N_{CH4} - 0.8 \cdot N_A)} \quad (2.1)$$

где Γ_T - газонасыщенность пластовой нефти в м³/т, объём газа приведён к

н.у. $\Gamma_T := 80 \frac{м^3}{т}$

N_{CH4} , N_A - молярная доля метана и азота соответственно, в газе однократного разгазирования нефти до атмосферного давления при 20°C,

$$N_{CH4} := 0.5203 \quad N_A := 0.021$$

$$f_o := \frac{701.8}{80 \cdot (0.5203 - 0.8 \cdot 0.021)} = 17.423 \quad (2.2)$$

Находим давление насыщения нефти газом при 20°C:

$$P_{S20} := P_S + \frac{20 - t_{пл}}{9.157 + f_o} \text{ МПа} \quad (2.3)$$

Где P_S - давление насыщения нефти газом при пластовой температуре, МПа,

$$P_S := 10.2 \text{ МПа}$$

$t_{пл}$ - пластовая температура, °C

$$t_{пл} := 54 \text{ °C}$$

$$P_{S20} := 10.2 + \frac{20 - 54}{9.157 + 17.423} = 8.921 \text{ МПа}$$

Рассчитываем вспомогательные коэффициенты:

$$R := \frac{\log\left(\frac{P}{P_{S20}}\right)}{\log(10 \cdot P_{S20})} \quad (2.5)$$

$$D_1 := 4.06 \cdot (\overline{\rho_H} \cdot \overline{\rho_T} - 1.045) \quad (2.6)$$

$$\overline{\rho_H} := \frac{\rho_H}{1000} \quad (2.7)$$

где P - рабочее давление, МПа

$$P := 0.25 \text{ МПа}$$

—
 ρ_{Γ} - относительная (по воздуху) плотность газа однократного разгазирования нефти,

$$\rho_{\Gamma} := 1.09 \quad \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

ρ_H - плотность дегазированной нефти при 20°C и атмосферном давлении,

$$\rho_H := 850.1 \quad \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$R := \frac{\log\left(\frac{0.25}{8.921}\right)}{\log(10 \cdot 8.921)} = -0.796 \quad (2.8)$$

$$\rho_{H.} := \frac{850.1}{1000} = 0.85 \quad (2.9)$$

$$D_1 := 4.06 \cdot (0.856 \cdot 1.09 - 1.045) = -0.455 \quad (2.10)$$

Зная вспомогательные коэффициенты, находим количество газа, выделяющееся из каждой тонны нефти при условиях в аппарате:

$$G := \Gamma_T \cdot R \cdot [D_1 \cdot (1 + R) - 1] \quad \frac{\text{м}^3}{\text{т}} \quad (2.11)$$

$$G := 80 \cdot (-0.796) \cdot [(-0.455) \cdot (1 - 0.796) - 1] = 69.591 \quad \frac{\text{м}^3}{\text{т}} \quad (2.12)$$

Так как нагрузка (объемный расход) по нефтяной эмульсии составляет 11664 м³/сут, то соответствующая нагрузка по газу составит:

$$Q_{\Gamma} := 11664 \cdot \rho_H \cdot 10^{-3} \cdot G = 6.9 \times 10^5 \quad \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (2.13)$$

$$Q_{\Gamma} := 7.99 \quad \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Производительность сепаратора по газу для двухфазного сепаратора, определяется максимальной скоростью газа, при которой капли нефти успеют осесть в газовой среде. Данную скорость можно вычислить на основании уравнения Саудер-Брауна:

K = 6.4 - константа

$$U_{\max} := K \cdot \sqrt{\frac{(\rho_H - \rho_{\Gamma})}{\rho_{\Gamma}}} \quad \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (2.14)$$

Обычно значение коэффициента уравнения Саудер-Брауна при горизонтальной ориентации сепаратора и наличии лопастного каплеотбойника принимаем равным:

$K = 0.12$ - константа

$$U_{\max} := 0.12 \cdot \sqrt{\frac{(850.1 - 1.09)}{1.09}} = 3.349 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Таким образом, зная скорость и расход газа, мы можем посчитать минимальную площадь сечения, необходимую для газовой фазы.

$$A_{\min} := \frac{Q_{\text{г}}}{U_{\max}} = 2.386 \text{ м}^2 \quad (2.15)$$

Максимальное заполнение аппарата нефтью составляет 60%, тогда диаметр аппарата определяется по формуле:

$$D := \sqrt{\frac{4 \cdot A_{\min} \cdot 100}{\pi \cdot (100 - 60)}} \text{ м} \quad (2.16)$$

$$D := \sqrt{\frac{4 \cdot 2.386 \cdot 100}{3.14 \cdot (100 - 60)}} = 2.757 \text{ м}$$

D - Минимальный диаметр аппарата.

Отношение длины сепаратора к диаметру называется коэффициентом стройности сепаратора (SR-Slenderness Ratio). Для стандартных сепараторов данное соотношение обычно остается постоянным и равно: $s := 4.5$

Таким образом, минимальная длина сепаратора равна:

$$L := s \cdot D \text{ м} \quad (2.17)$$

$$L := 4.5 \cdot 2.757 = 12.407 \text{ м}$$

Объем сепаратора равен:

$$V := \frac{\pi \cdot D^2 \cdot L}{4} \text{ м}^3 \quad (2.18)$$

$$V := \frac{3.14 \cdot 2.757^2 \cdot 12.407}{4} = 74.0 \text{ м}^3$$

Рассчитаем уровни раздела фаз, расположение уровней показано на рис.2.1

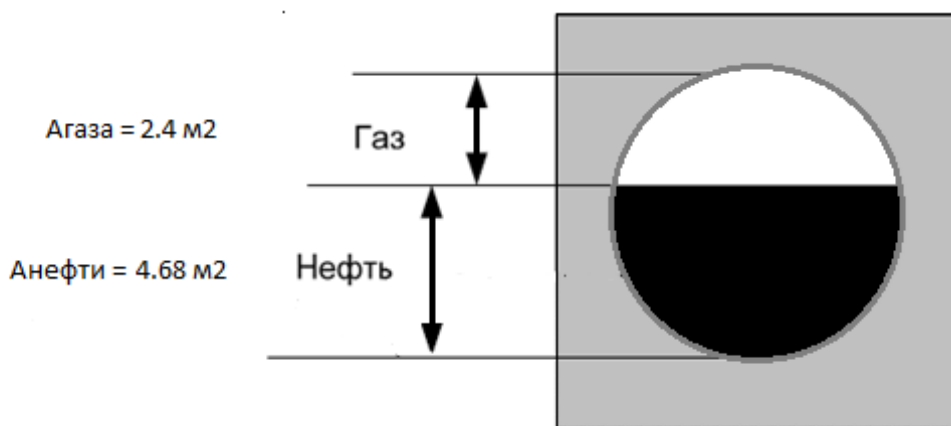


Рисунок 2.1 - Уровни раздела фаз

Слой газа занимает 2/5 от общей площади сечения в ее верхней части, следовательно, уровень раздела фаз равен:

$$h_{\text{газа}} := 0.4 \cdot D \text{ м} \quad (2.19)$$

$$h_{\text{газа}} := 0.4 \cdot 2.757 = 1.103 \text{ м}$$

Высоту слоя нефти можно рассчитать, как разницу между диаметром сепаратора и толщиной слоя газа:

$$h_{\text{нефти}} := D - h_{\text{газа}} \text{ м}$$

$$h_{\text{нефти}} := 2.757 - 1.103 = 1.654 \text{ м} \quad (2.20)$$

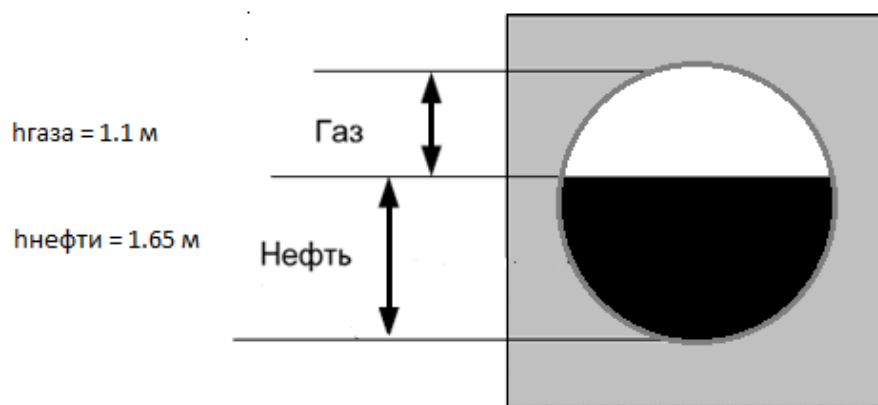


Рисунок 2.2 - Высоты раздела фаз

По полученным данным, согласно [2] выбираем нефтегазовый сепаратор с данными параметрами: диаметром $D = 3000 \text{ мм}$, длиной $L = 12400 \text{ мм}$ и объемом $V = 80 \text{ м}^3$.

2.2 Конструктивный расчет НГС

Проводим расчет согласно [3]:

Определяем диаметр патрубка для входа нефтегазовой смеси и выхода нефти:

$$D_{\text{ВХС}} := \sqrt{\frac{4 \cdot V_H}{\pi \cdot \omega_{\text{Ж}}}} \text{ м} \quad D_{\text{ВЫХН}} := \sqrt{\frac{4 \cdot V_H}{\pi \cdot \omega_{\text{Ж}}}} \text{ м} \quad (2.21)$$

Где $V_H = 0.135 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$

Принимаем скорость жидкости в аппарате: [2, табл. 1.1]: $\omega_{\text{Ж}} := 1 \frac{\text{м}}{\text{с}}$

$$D_{\text{ВХ.С}} := \sqrt{\frac{4 \cdot 0.128}{3.14 \cdot 1}} = 0.404 \text{ м} \quad D_{\text{ВЫХ.Н}} := \sqrt{\frac{4 \cdot 0.128}{3.14 \cdot 1}} = 0.404 \text{ м}$$

Принимаем стандартный патрубок для входа смеси и выхода нефти:

$$D_{\text{ВХ.С}} := 500 \text{ мм} \quad D_{\text{ВЫХ.Н}} := 500 \text{ мм}$$

Определяем диаметр патрубка для выхода газа:

$$D_{\text{ВЫХ.Г}} := \sqrt{\frac{4 \cdot V_G}{\pi \cdot \omega_G}} \text{ м} \quad (2.22)$$

Где $V_G = 1.2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$

Принимаем скорость газа в аппарате: [2, табл. 1.1]: $\omega_G := 15 \frac{\text{м}}{\text{с}}$

$$D_{\text{ВЫХ.Г}} := \sqrt{\frac{4 \cdot 1.2}{3.14 \cdot 15}} = 0.319 \text{ м}$$

Принимаем стандартный патрубок для выхода газа:

$$D_{\text{ВЫХ.Г}} := 350 \text{ мм}$$

Люк-лаз принимаем диаметром:

$$D_{\text{ЛЗ}} := 450 \text{ мм}$$

2.3 Механический расчет НГС

2.3.1 Исходные данные:

Материал аппарата: сталь 09Г2С конструкционная низколегированная для сварных конструкций. Выбрали эту сталь т.к. она морозостойкая.

Марка стали 09Г2С находит свое применение при изготовлении деталей сварных металлоконструкций, работающих в широком интервале температур от -70 до +425°C. Это детали работающих в условиях высокого давления. Сталь 09Г2С применяется в химической промышленности, а также в производстве труб.

Физические свойства стали 09Г2С достаточны для того, чтобы обеспечить прочность фасонного, сортового и полосового металлопроката при различных толщинах (от 10 до 100мм). При этом какой-либо дополнительной обработки не потребуется.

Таблица 2.1 - Химический состав в % материала 09Г2С [4]

C	Si	Mn	Ni	S	P	Cr	N	Cu	As
до 0.12	0.5 - 0.8	1.3 - 1.7	до 0.3	до 0.04	до 0.035	до 0.3	до 0.008	до 0.3	до 0.08

Объем ёмкости: $V = 80 \text{ м}^3$;

Рабочее давление в сепараторе: $P = 0.25 \text{ МПа}$;

Рабочая температура: $t_{\text{раб}} = 100 \text{ }^\circ\text{C}$;

Внутренний диаметр сепаратора: $D_c = 3000 \text{ мм}$;

Длина ёмкости сепаратора: $L = 12400 \text{ мм}$;

Длина цилиндрической части: $H = 10600 \text{ мм}$;

Высота не отбортованного днища: $h_B = 750 \text{ мм}$;

Высота отбортовки: $h = 60 \text{ мм}$;

Высота отбортованного днища:

$$h_3 := h_B + h = 810 \text{ мм} \quad (2.23)$$

Основные свойства материала выбираем согласно [5]:

Плотность стали 09Г2С: $\rho_{\text{мет}} := 7850 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$

Расчетное значение предела текучести при температуре 20 °С (температура гидроиспытаний). [5, Табл. Б.1] $\sigma_{\text{тек}20} := 300 \text{ МПа}$

Коэффициент запаса прочности при гидравлическом испытании. [5, Табл. 1]: $\eta_t := 1.1$

Коэффициент уменьшения номинального допускаемого напряжения, согласно пособию [6, стр. 110]: $\eta := 1$

Допускаемое напряжение для условий испытаний:

$$\sigma_{20} := \text{ceil} \left(\eta \cdot \frac{\sigma_{\text{тек}20}}{\eta_t} \right) = 273 \text{ МПа} \quad (2.24)$$

Определяем допускаемое напряжение материала 09Г2С при температуре 100 °С [5, табл. А.1]:

$$\sigma_D := \text{Floor} \left[\text{interp} \left[\left(\frac{20}{100} \right), \left(\frac{196}{177} \right), t_{\text{раб}}, 0.5 \right], 0.5 \right] = 177 \text{ МПа} \quad (2.25)$$

Коэффициент прочности сварных швов (Сварка аппарата полуавтоматическая), длина шва 100% (Назначили конструктивно) [5, табл. Д.1]: $\phi := 1$

2.3.2 Прибавки к расчетным толщинам конструктивных элементов:

Находим прибавку к расчетным толщинам:

Скорость коррозии материала аппарата определяем от действия заданной среды, для нефти принимаем от 0.01-0.05 мм/год: $\Pi = 0.04 \text{ мм/год}$;

Срок эксплуатации аппарата: $\tau = 30 \text{ лет}$;

Прибавка для компенсации коррозии и эрозии:

$$c_1 := \Pi \cdot \tau = 1.2 \text{ мм} \quad (2.26)$$

Прибавка для компенсации минусового допуска; $c_2 = 0$;

Технологическая прибавка; $c_3 = 0$;

Прибавки к расчетным толщинам конструктивных элементов:

$$c := c_1 + c_2 + c_3 = 1.2 \text{ мм} \quad (2.3.2.27)$$

Коэффициент запаса по пределу текучести для условий испытаний.

[5, Табл. 1]: $n_{t1} := 1.1$

Коэффициент запаса по пределу текучести для рабочих условий.

[5, Табл. 1]: $n_{t2} := 1.5$

Коэффициент запаса прочности по временному сопротивлению.

[5, Табл. 1]: $n_B := 2.4$

2.3.3 Определение расчетных давлений:

Гидростатическое давление в аппарате:

Плотность воды при гидроиспытаниях (температура 20°C): $\rho_{\text{вод}} := 998 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$

Ускорение свободного падения: $g := 9.8 \frac{\text{м}}{\text{с}}$

Высота гидростатического столба в аппарате, принимаем равной диаметру аппарата:

$$H_{\text{гид}} := \frac{D_c}{1000} = 3 \text{ м} \quad (2.28)$$

Давление гидростатического столба при гидроиспытаниях:

$$P_{\text{гид}} := \frac{g \cdot H_{\text{гид}} \cdot \rho_{\text{вод}}}{10^6} \text{ МПа}$$
$$P_{\text{гид}} := \frac{9.8 \cdot 3 \cdot 998}{10^6} = 0.029 \text{ МПа} \quad (2.29)$$

Расчетное давление в аппарате при рабочих условиях, [7, стр.8]:

$$P_{\text{рас}} := (P + P_{\text{гид}}) = 0.279 \text{ МПа}$$

Давление при гидравлических испытаниях, [6, стр.104]:

$$P_{\text{и}} := 1.25 \cdot P_{\text{рас}} \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_D} = 0.539 \text{ МПа} \quad (2.30)$$

Условное давление:

$$P_{\text{усл}} := P_{\text{рас}} \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_D} = 0.431 \text{ МПа} \quad (2.31)$$

2.3.4 Расчет толщины стенок

2.3.4.1 Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки (кожуха):

Диаметр цилиндрической обечайки $D_c = 3000$ мм

Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки ведется согласно [8, 5 - 5.3.1], а также в соответствии с рекомендациями, изложенными в пособии [6].

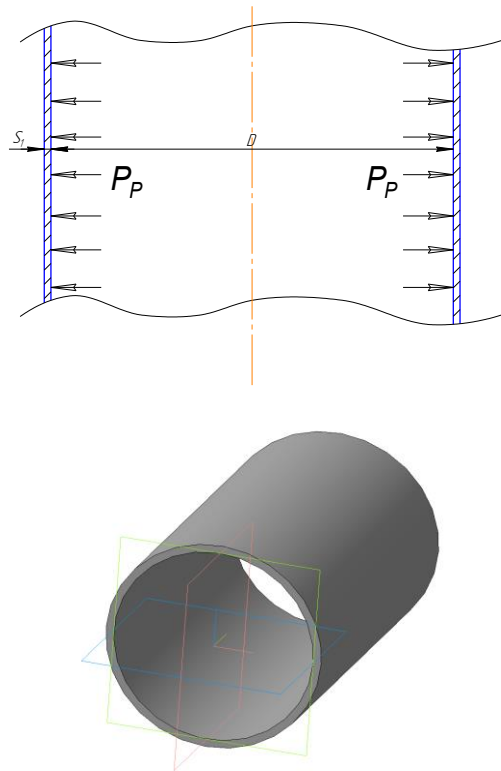


Рисунок 2.3 - Расчетная схема обечайки.

Расчетная толщина стенки цилиндрической обечайки при внутреннем избыточном давлении:

$$s_{p1} := \max \left(\left(\frac{P_{рас} \cdot \frac{D_c}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_D - P_{рас}}}{P_{и} \cdot \frac{D_c}{2 \cdot \phi \cdot \sigma_{20} - P_{и}}} \right) \right) = 2.962 \text{ мм} \quad (2.32)$$

Исполнительная толщина стенки цилиндрической обечайки:

$$s_{и1} := s_{p1} + c = 4.162 \text{ мм} \quad (2.33)$$

Принимаем толщину для стенки сепаратора из ряда стандартных толщин:

$$s_1 := 10 \text{ мм}$$

Проверка условий применимости формул безмоментной теории, [8, стр. 5]:

$$\text{Проверка}_1 := \begin{cases} \text{"Условия применения формул безмомент. теории выполняются"} & \text{if } \frac{s_1 - c}{D_c} \leq 0.1 \\ \text{"Условия применения формул НЕ выполняются"} & \text{if } \frac{s_1 - c}{D_c} > 0.1 \end{cases}$$

$$\text{Проверка}_1 = \text{"Условия применения формул безмомент. теории выполняются"}$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление при рабочих условиях:

$$P_{д1} := \frac{2 \cdot \sigma_D \cdot \phi \cdot (s_1 - c)}{D_c + (s_1 - c)} = 1.035 \text{ МПа} \quad (2.34)$$

Допускаемое внутреннее избыточное давление при гидроиспытаниях:

$$P_{и1} := \frac{2 \cdot \sigma_{20} \cdot \phi \cdot (s_1 - c)}{D_c + (s_1 - c)} = 1.597 \text{ МПа} \quad (2.35)$$

Проверка условия прочности стенок, цилиндрической обечайки от действия внутреннего давления при рабочих условиях:

$$\text{Проверка}_2 := \begin{cases} \text{"Условие прочности стенки выполняется"} & \text{if } P_{д1} > P_{рас} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Проверка}_2 = \text{"Условие прочности стенки выполняется"}$$

Проверка условия прочности стенок, цилиндрической обечайки от действия внутреннего давления при гидроиспытаниях:

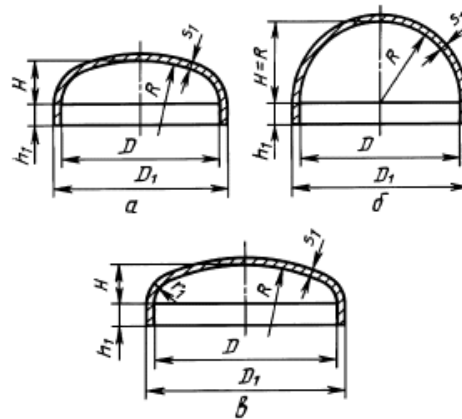
$$\text{Проверка}_3 := \begin{cases} \text{"Условие прочности стенки выполняется"} & \text{if } P_{и1} > P_{и} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Проверка}_3 = \text{"Условие прочности стенки выполняется"}$$

2.3.4.2 Расчёт эллиптического днища:

Диаметр эллиптического днища $D_d = 3000$ мм

Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки ведется согласно [8, 6.1 - 6.3], а также в соответствии с рекомендациями, изложенными в пособии [6]



а — эллиптическое днище; б — полусферическое днище; в — тороферическое днище

Пр и м е ч а н и е — Рисунок не определяет конструкцию днища приведен только для указания необходимых расчетных размеров.

Рисунок 2.4 - Расчетная схема эллиптических днищ

Условия применения расчетных формул [8, стр. 14]:

$$0.002 \leq \frac{s_1 - c}{D_d} \leq 0.100$$

$$0.2 \leq \frac{H_d}{D_d} \leq 0.50$$
(2.36)

Высота днища:

Поскольку днище эллиптическое, то, согласно [8] и рисунку 4, высота выпуклой части крышки без учета цилиндрической части будет равна:

$$H_d := 0.25 \cdot D_d = 750 \text{ мм}$$
(2.37)

Проверка условий применимости формул безмоментной теории:

$$Usl := \begin{cases} \text{"Условие применения формул выполняется"} & \text{if } 0.2 \leq \frac{H_D}{D_D} \leq 0.5 \\ \text{"Условия применения формул НЕ выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl = \text{"Условие применения формул выполняется"}$$

Радиус кривизны в вершине днища по внутренней поверхности:

$$R_{\text{вн}} := \text{ceil} \left(\frac{D_D^2}{4 \cdot H_D} \right) \text{ мм} \quad (2.38)$$

$$R_{\text{вн}} := \text{ceil} \left(\frac{3000^2}{4 \cdot 750} \right) = 3 \cdot 10^3 \text{ мм}$$

Расчётная толщина стенки:

Коэффициент прочности сварных швов для крышек, изготовленных из одной заготовки:

$$\phi_{\text{св}} := 1$$

$$s_{p2} := \max \left[\frac{P_{\text{рас}} \cdot R}{(2 \cdot \phi \cdot \sigma_D - 0.5 P_{\text{рас}})}, \frac{P_{\text{и}} \cdot R}{(2 \cdot \phi \cdot \sigma_{20} - 0.5 P_{\text{и}})} \right] = 2.961 \text{ мм} \quad (2.39)$$

Исполнительная толщина стенки эллиптического днища:

$$s_{и2} := s_{p2} + c = 4.161 \text{ мм}$$

Принимаем толщину для стенки эллиптического днища из ряда стандартных толщин: $s_2 := 10 \text{ мм}$

Проверка на условие прочности:

Допускаемое внутреннее избыточное давление:

$$P_{\text{допуск}} := \frac{2 \cdot \sigma_D \cdot \phi \cdot (s_2 - c)}{D_c + (s_2 - c)} = 1.035 \text{ МПа} \quad (2.40)$$

$$Usl_{\text{св}} := \begin{cases} \text{"Условие прочности выполняется"} & \text{if } P \leq P_{\text{допуск}} \\ \text{"Условия прочности НЕ выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Usl_{\text{св}} = \text{"Условие прочности выполняется"}$$

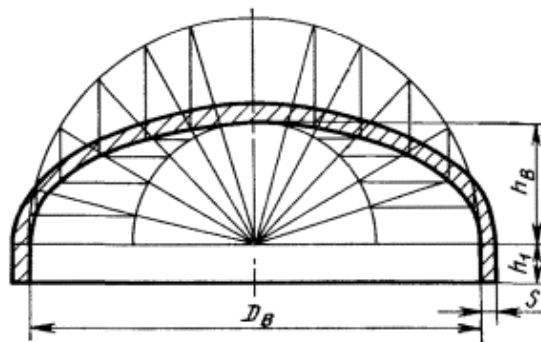


Рисунок 2.5 - Эллиптическое днище

Условное обозначение днища с диаметром $D = 3000$ мм, толщиной стенки

$s = 10$ мм и $h_в = 750$ мм из стали марки 09Г2С: выбираем из [9]

«Днище 3000-10-750—09Г2С ГОСТ 6533-68»

2.3.5 Расчет и подбор фланцев

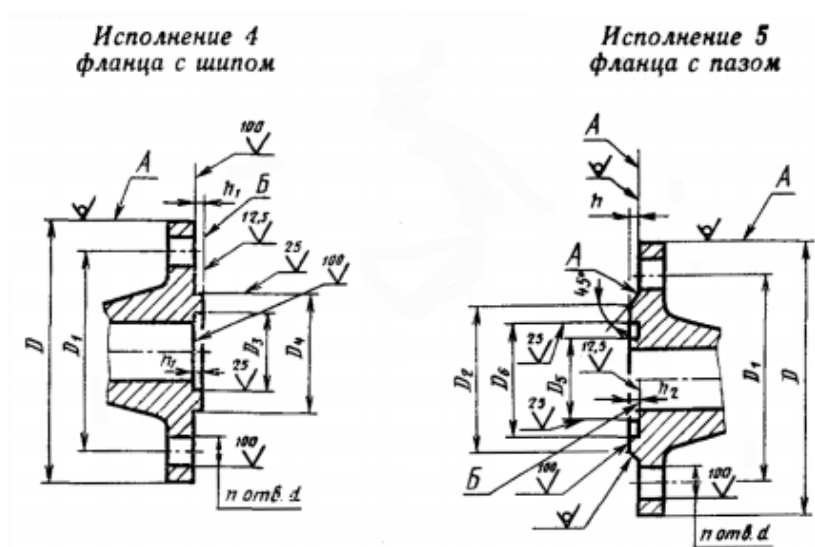


Рисунок 2.6 - Фланцы приварные встык с привалочной поверхностью

"Шип-паз"

Выбираем согласно [10], стандартные фланцы для патрубков. Размеры приведены в табл. № 2:

Таблица 2.2 - Размеры фланцев

Проход условный D_y	D	D_1	D_2	D_3		D_4		D_5		D_6		d		n		h	h_1		h_2		B	Номинальный диаметр болтов или штилек	
				Ряд 1	Ряд 2	Ряд 1	Ряд 2	Ряд 1	Ряд 2	Ряд 1	Ряд 2	Ряд 1	Ряд 2	Ряд 1	Ряд 2		Ряд 1	Ряд 2	Ряд 1	Ряд 2			
																						Ряд 1	Ряд 2
500	710	650	585	549	575	548	576	33	33	20	20	4	5	5	4	4	—	M30	M30				
350	520	470	430	395	421	394	422	26	26	16	16		16	16	4,5	4		3,5	3	M24	M24		
150	280	240	212	183	203	182	204	22	22	8	8		3	8	8	3		3	M20	M20			
40	145	110	88	61	75	60	76	18	18	4	4	3	4	4	3	3	110	M16	M16				
50	160	125	102	73	87	72	88										125						
20	105	75	58	36	50	35	51	14	14								2			4	4	3	3
15	95	65	47	29	39	28	40			75													

2.3.5.1 Прочностной расчет фланцевого соединения для входа нефтегазовой смеси

Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений ведется согласно [11]

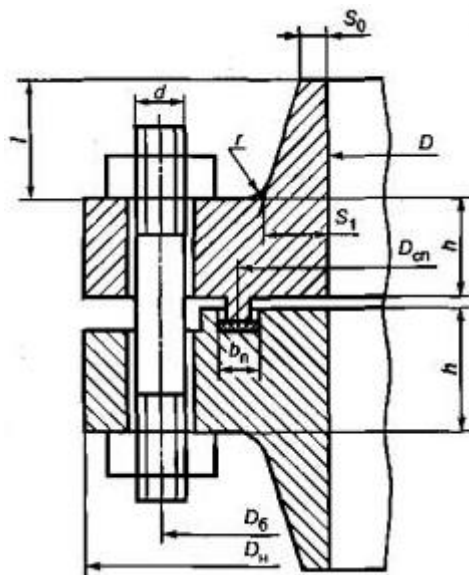


Рисунок 2.7 - Фланцевое соединения

Тип фланца: фланцевое соединение приварные встык

Тип уплотнительной поверхности: шип-паз

Исходные данные для расчета: взяты из таблицы № 2:

Внутренний диаметр: $D = 500$ мм

Наружный диаметр фланца: $D_n = 710$ мм

Диаметр болтовой окружности: $D_b = 650$ мм

Толщина фланца: $h = 35$ мм

Материал обечаек и фланцев - сталь 09Г2С

Материал болтов - сталь 35Х

Материал прокладки - паронит ПОН.

Толщина прокладки: $h_p = 3$ мм

Ширина прокладки: $b_p = 15$ мм

Диаметр болта: $d = 30$ мм

Средний диаметр прокладки:

Толщина цилиндрической части втулки принята: $s_0 = 7$ мм

Толщина конической части втулки: $s_{0в} = 16$ мм

Уклон втулки (принимаем): $i = 1/3$

Высота втулки: $h_v = 22$ мм

Средний диаметр прокладки:

$$D_{сп} := D_H - b_{п} = 695 \text{ мм} \quad (2.41)$$

Количество болтов: $n = 20$ болтов

Расчетная температура фланцевого соединения (не изолированного)
[11, табл. В.1]:

$$t_{ф} := t_{раб} \cdot 0.96 = 96 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (2.42)$$

Расчетная температура болтов [10, табл. В.1]:

$$t_б := t_{раб} \cdot 0.85 = 85 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (2.43)$$

Материал для болтов: Сталь 35Х;

Допускаемое напряжение материала при температуре 20°C для болта:

$$\sigma_{б20} := 230 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение материала болта при рабочей температуре
 $t_б = 85$ °C:

$$\sigma_б := \text{Floor} \left[\text{interp} \left[\left(\frac{20}{100} \right), \left(\frac{147}{146.5} \right), t_б \right], 0.5 \right] = 146.5 \text{ МПа} \quad (2.44)$$

Модуль упругости материала болта при рабочей температуре $t_б = 85$ °C
(Сталь 35Х теплоустойчивая и коррозионно-стойкая хромистая):

$$E_б := \text{Floor} \left[\text{interp} \left[\left(\frac{20}{100} \right), \left(\frac{2.15 \cdot 10^5}{2.15 \cdot 10^5} \right), t_б \right], 0.5 \right] = 2.15 \times 10^5 \text{ МПа} \quad (2.45)$$

Температурный коэффициент линейного расширения болтов 35Х:

$$\alpha_б := 11.3 \cdot 10^{-6}$$

Материал для фланцев 09Г2С

Допускаемое напряжение материала при гидроиспытаниях для фланцев:

$$\sigma_{\phi 20} := \sigma_{20} = 273 \text{ МПа}$$

Допускаемое напряжение материала при рабочей температуре $t_{\phi}=96$ °С для фланцев:

$$\sigma_{\phi} := \text{Floor} \left[\text{interp} \left[\left(\frac{20}{100} \right), \left(\frac{196}{177} \right), t_{\phi} \right], 0.5 \right] = 177.5 \text{ МПа} \quad (2.46)$$

Модуль упругости материала болта при рабочей температуре, согласно

[10, табл. Ж.1]: $E_{620} := 2.15 \cdot 10^5$ МПа

Модуль упругости материала фланца 09Г2С, при температуре 20°С:

$$E_{20} := 1.99 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

Модуль упругости материала фланца при рабочей температуре $t_{\phi}=96$ °С:

$$E := \text{Floor} \left[\text{interp} \left[\left(\frac{20}{100} \right), \left(\frac{1.99 \cdot 10^5}{1.91 \cdot 10^5} \right), t_{\phi} \right], 0.5 \right] = 1.914 \times 10^5 \text{ МПа} \quad (2.47)$$

Температурный коэффициент линейного расширения материала фланцев 09Г2С: $\alpha_{\phi} := 11.6 \cdot 10^{-6}$

Эффективная ширина прокладки:

Для плоских прокладок:

$$b_0 := \begin{cases} b_0 \leftarrow b_n & \text{if } b_n \leq 15 \\ b_0 \leftarrow \text{Ceil}(3.8 \sqrt{b_n}, 1) & \text{otherwise} \end{cases} = 15 \text{ мм}$$

Характеристики прокладки:

Прокладочный коэффициент: $m := 2.5$

Удельное давление обжатия прокладки: $q_{обж} := 20$ МПа

Допускаемое удельное давление: $q_d := 130$ МПа

Коэффициент обжатия: $K_{обж} := 0.5$

Условный модуль сжатия прокладки: $E_n := 200$ МПа

Усилие, необходимое для смятия прокладки при затяжке:

$$P_{обж} := 0.5 \pi \cdot D_{сп} \cdot b_0 \cdot m \cdot |P_{рас}| = 1.028 \times 10^4 \text{ Н} \quad (2.48)$$

Усилие на прокладке в рабочих условиях, необходимое для обеспечения герметичности фланцевого соединения:

$$R_n := \begin{cases} \pi \cdot D_{сп} \cdot b_0 \cdot m \cdot P_{рас} & \text{if } P_{рас} \geq 0 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} = 2.057 \times 10^4 \text{ Н}$$

Площадь поперечного сечения болтов (шпилек) по таблице 3:

$$f_b := 540 \text{ мм}^2$$

Таблица 2.3 - Расчетная площадь поперечного сечения болтов.

$d_b, \text{ мм}$	20	22	24	27	30	36
$f_b, 10^{-4}, \text{ м}^2$	2,35	2,95	3,4	4,45	5,4	7,9
$d_b, \text{ мм}$	42	48	52	56	60	65
$f_b, 10^{-4}, \text{ м}^2$	10,9	14,4	18,2	19,65	23,0	26,0

Суммарная площадь сечения болтов (шпилек) по внутреннему диаметру резьбы или нагруженному сечению наименьшего диаметра:

$$A_b := n \cdot f_b = 1.08 \times 10^4 \text{ мм}^2 \quad (2.49)$$

Равнодействующая нагрузка от давления:

$$Q_d := \frac{\pi}{4} \cdot (D_{сп})^2 \cdot P_{рас} = 1.06 \times 10^5 \text{ Н} \quad (2.50)$$

Податливость прокладки:

$$y_n := \frac{h_n \cdot K_{обж}}{E_n \cdot \pi \cdot D_{сп} \cdot b_n} = 4.122 \times 10^{-7} \frac{\text{мм}}{\text{Н}} \quad (2.51)$$

Расстояние между опорными поверхностями гайки и головки болта или опорными поверхностями гаек:

$$L_{b0} := 2 \cdot h + h_n = 73 \text{ мм} \quad (2.52)$$

Эффективная длина болта при определении податливости:

$$L_b := \text{ceil}(L_{b0} + 0.28 \cdot d) = 82 \text{ мм} \quad (2.53)$$

Податливость болтов:

$$y_6 := \frac{L_6}{E_{620} \cdot A_6} = 3.531 \times 10^{-8} \frac{\text{мм}}{\text{Н}} \quad (2.54)$$

Расчетные параметры фланцев:

Параметр длины обечайки:

$$l_0 := \sqrt{D \cdot s_0} = 59.161 \text{ мм} \quad (2.55)$$

Отношение наружного диаметра тарелки фланца к внутреннему диаметру

$$K := \frac{D_H}{D} = 1.42 \quad (2.56)$$

Коэффициенты, зависящие от соотношения размеров тарелки фланца,

$$\begin{aligned} \beta_T &:= \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{(1.05 + 1.945 \cdot K^2) \cdot (K - 1)} = 1.744 \\ \beta_U &:= \frac{K^2 \cdot (1 + 8.55 \cdot \log(K)) - 1}{1.36(K^2 - 1) \cdot (K - 1)} = 6.273 \\ \beta_Y &:= \frac{1}{(K - 1)} \cdot \left[0.69 + 5.72 \cdot \frac{K^2 \cdot \log(K)}{(K^2 - 1)} \right] = 5.757 \\ \beta_Z &:= \frac{K^2 + 1}{K^2 - 1} = 2.968 \end{aligned} \quad (2.57, 2.58, 2.59, 2.60)$$

Коэффициенты β_F , β_V и f , зависящие от соотношения размеров втулки фланца, для фланцевых соединений с приварными встык фланцами с конической втулкой определяют по графикам, приведенным на рисунках 2.3.5.8, 2.3.5.9, 2.3.5.10 в зависимости от отношений:

$$\begin{aligned} \beta &:= \frac{s_1}{s_0} = 1.429 \\ x &:= \frac{h_B}{\sqrt{D \cdot s_0}} = 0.372 \end{aligned} \quad (2.61, 2.62)$$

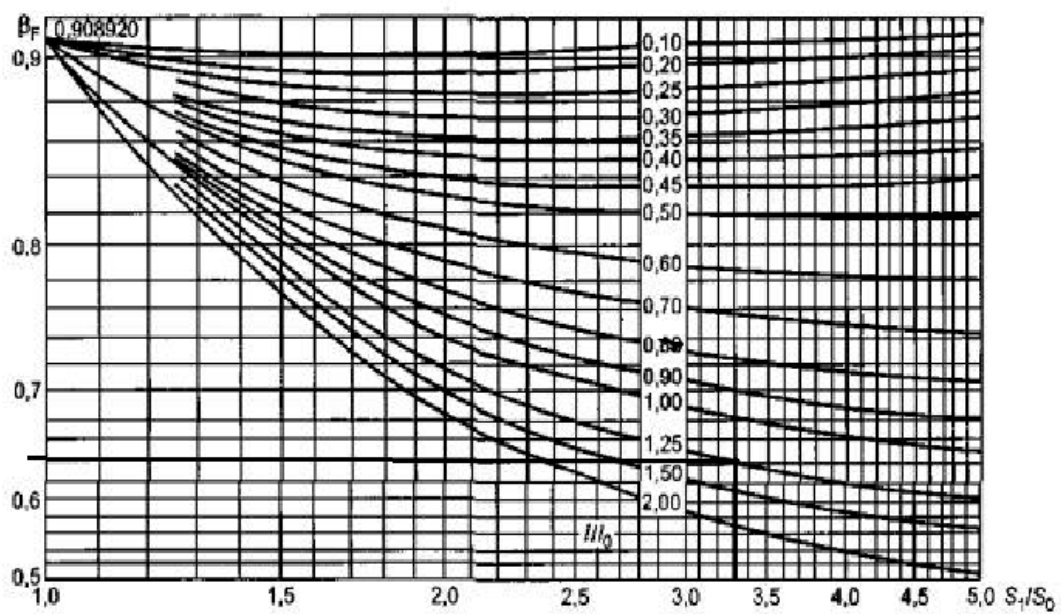


Рисунок 2.8 - Коэффициент β_F

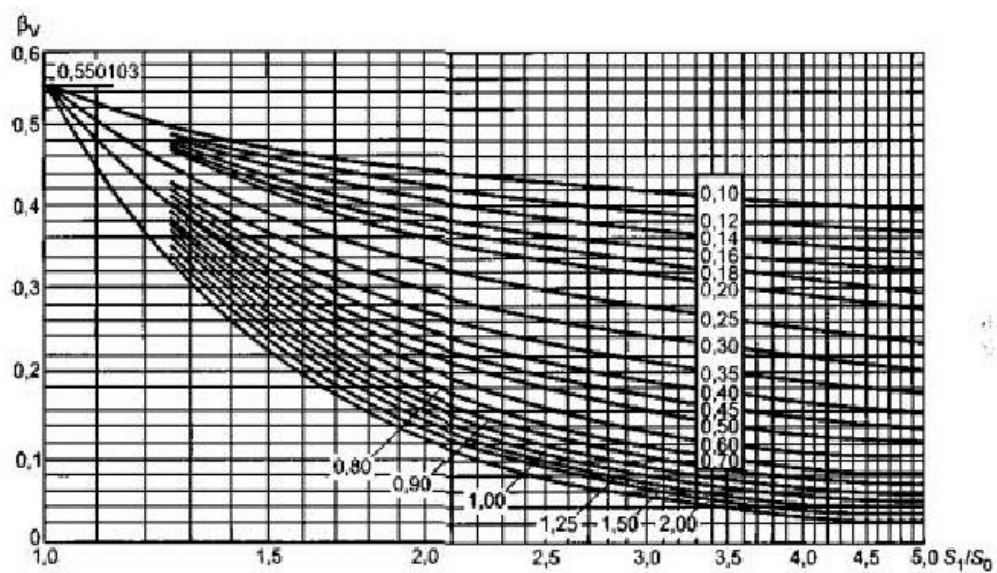


Рисунок 2.9 - Коэффициент β_V

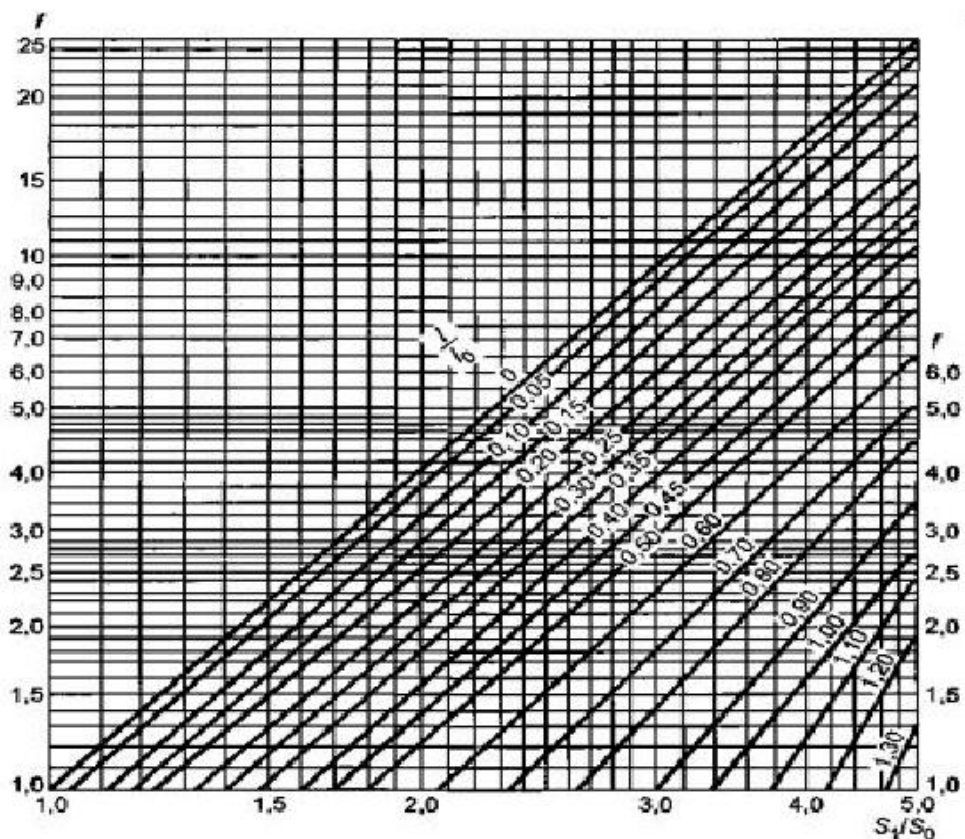


Рисунок 2.10 - Поправочный коэффициент для напряжений во втулке фланца
f

Коэффициенты для фланцевых соединений с приварными встык фланцами, [11 стр. 34, 35]:

$$\beta_F := 0.785 \quad \beta_V := 0.22 \quad f := 1$$

Коэффициент λ :

$$\lambda := \frac{\beta_F \cdot h + l_0}{\beta_T \cdot l_0} + \frac{\beta_V \cdot h^3}{\beta_U \cdot l_0 \cdot (s_1)^2} = 1.094 \quad (2.63)$$

Угловая податливость фланцев:

Угловая податливость фланца при затяжке:

$$y_\Phi := \frac{0.91 \cdot \beta_V}{\lambda \cdot s_0^2 \cdot l_0 \cdot E_{20}} = 3.173 \times 10^{-10} \quad (2.64)$$

Плечи действий усилия в болтах:

Для приваренных встык фланцев: смотри [10, стр. 26]

$$b := 0.5 \cdot (D_H - D_{сп}) = 7.5 \quad \text{мм} \quad (2.65)$$

Относительная длина втулки фланца:

$$\xi := 1 + (\beta - 1) \cdot \frac{x}{x + \frac{1 + \beta}{4}} = 1.163 \quad (2.66)$$

$$s_3 := \xi \cdot s_0 = 8.14 \quad (2.67)$$

Плечо усилия от действия давления на фланец для всех типов фланцев:

$$e := 0.5 \cdot (D_{\text{сп}} - D - s_3) = 93.43 \text{ мм} \quad (2.68)$$

Усилие, возникающее от температурных деформаций.

Коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внутренним давлением:

$$\alpha := 1 - \frac{y_{\text{п}} - 2 \cdot y_{\text{ф}} \cdot e \cdot b}{y_{\text{п}} + y_{\text{б}} + 2 \cdot e \cdot y_{\text{ф}} \cdot b^2} = 1.009 \quad (2.69)$$

Нагрузка на болты при затяжке, необходимая для обеспечения обжатия прокладки и минимального начального натяжения болтов:

$$P_{61} := \alpha \cdot Q_{\text{д}} + R_{\text{п}} = 1.298 \times 10^5 \text{ Н} \quad (2.70)$$

При рабочих условиях:

$$P_{62} := P_{61} + (1 - \alpha) \cdot (Q_{\text{д}}) = 1.288 \times 10^5 \text{ Н} \quad (2.71)$$

Расчётная нагрузка на болты (шпильки) фланцевых соединений:

- при затяжке фланцевого соединения:

$$P_{6\text{м}} := \max(P_{61}, P_{62}) = 1.063 \times 10^5 \text{ Н} \quad (2.72)$$

- в рабочих условиях:

$$P_{6\text{р}} := P_{6\text{м}} + (1 - \alpha) \cdot Q_{\text{д}} = 1.109 \times 10^5 \text{ Н} \quad (2.73)$$

Расчетные напряжения в болтах:

- при затяжке фланцевого соединения:

$$\sigma_{61} := \frac{P_{6M}}{A_6} = 12.014 \text{ МПа} \quad (2.74)$$

- в рабочих условиях:

$$\sigma_{62} := \frac{P_{6P}}{A_6} = 11.93 \text{ МПа} \quad (2.75)$$

где $\xi = 1,2$ — коэффициент увеличения допускаемых напряжений при затяжке;

$K_{y.p}$ — коэффициент условий работы:

$K_{y.p1} = 1,0$ для рабочих условий;

$K_{y.p2} = 1,35$ для условий испытания.

$K_{y.3}$ — коэффициент условий затяжки:

$K_{y.3} = 1,0$ при обычной неконтролируемой затяжке;

$K_{y.t}$ — коэффициент учета нагрузки от температурных деформаций:

Учитываем температурные деформации:

$K_{y.t} = 1.3$

Допускаемые напряжения для болтов (шпилек) при затяжке в рабочих условиях и при расчете на условия испытания вычисляются по формулам:

- при гидроиспытаниях:

$$\sigma_{6M} := K_{y.p2} \cdot K_{y.3} \cdot \xi \cdot K_{y.t} \cdot \sigma_{620} = 484.38 \text{ МПа} \quad (2.76)$$

- при рабочих условиях:

$$\sigma_{6P} := K_{y.p1} \cdot K_{y.3} \cdot K_{y.t} \cdot \sigma_6 = 190.45 \text{ МПа} \quad (2.77)$$

Условие прочности болтов при затяжке:

$$\text{Услов}_1 := \begin{cases} \text{"Условия прочности болтов при гидроиспытаниях выполняются"} & \text{if } \sigma_{61} \leq \sigma_{6M} \\ \text{"Условия прочности не выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Услов}_1 = \text{"Условия прочности болтов при гидроиспытаниях выполняются"}$$

$$\sigma_{61} = 12.014 \text{ МПа} \quad \sigma_{6M} = 484.38 \text{ МПа}$$

Условие прочности болтов в рабочих условиях:

$$\text{Услов}_2 := \begin{cases} \text{"Условия прочности болтов при работе выполняются"} & \text{if } \sigma_{62} \leq \sigma_{6P} \\ \text{"Условия прочности не выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Услов}_2 = \text{"Условия прочности болтов при работе выполняются"}$$

$$\sigma_{62} = 11.93 \text{ МПа} \quad \sigma_{6P} = 190.45 \text{ МПа}$$

Паронит мягкая прокладка, поэтому в соответствии с [11] проверяется условие прочности прокладки.

Расчетное удельное давление:

$$q := \frac{\max(P_{61}, P_{62})}{\pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_0} = 3.962 \text{ МПа} \quad (2.78)$$

Допускаемое удельное давление для паронита при толщине не более 2-3 мм:

$$q_d := 130 \text{ МПа}$$

$$\text{Услов}_{\text{проч}} := \begin{cases} \text{"Условия выполняются"} & \text{if } q \leq q_d \\ \text{"Условия прочности не выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Услов}_{\text{проч}} = \text{"Условия выполняются"}$$

Расчет фланца на статическую прочность:

Коэффициент, учитывающий изгиб тарелки фланца между болтами:

$$C_{\Phi} := \max \left(1, \sqrt{\frac{\frac{\pi \cdot D}{n}}{2 \cdot d + \frac{h \cdot 6}{m + 0.5}}} \right) = 1 \quad (2.79)$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец при затяжке:

$$M_M := C_{\Phi} \cdot P_{61} \cdot b = 9.732 \times 10^5 \text{ Н·мм} \quad (2.80)$$

Расчетный изгибающий момент, действующий на фланец в рабочих условиях:

$$M_P := C_{\Phi} \cdot \max[(P_{6P} \cdot b + Q_D \cdot e), e \cdot |Q_D|] = 1.087 \times 10^7 \quad \text{Н} \cdot \text{мм} \quad (2.81)$$

Приведенный диаметр приварного встык фланца с конической втулкой:

$$D_{\text{пр}} := \begin{cases} D & \text{if } D \geq 20 \cdot s_1 \\ (D + s_0) & \text{if } \begin{cases} f > 1 \\ D \leq 20 \cdot s_1 \end{cases} \\ (D + s_1) & \text{if } \begin{cases} D \leq 20 \cdot s_1 \\ f = 1 \end{cases} \end{cases} = 510 \text{ мм}$$

Расчетные напряжения во фланце при затяжке:

$$\sigma_{1M} := \frac{M_M}{\lambda \cdot (s_1 - c)^2 \cdot D_{\text{пр}}} = 22.526 \quad \text{МПа}$$

$$\sigma_{0M} := f \cdot \sigma_{1M} = 22.526 \quad \text{МПа} \quad (2.81, 2.82)$$

Расчетные напряжения во фланце в рабочих условиях:

$$\sigma_{1P} := \frac{M_P}{\lambda \cdot (s_1 - c)^2 \cdot D_{\text{пр}}} = 251.558 \quad \text{МПа}$$

$$\sigma_{0P} := f \cdot \sigma_{1P} = 251.558 \quad \text{МПа} \quad (2.83, 2.84)$$

Меридиональные мембранные напряжения во втулке приварного встык фланца:

$$\sigma_{0\text{мм_раб}} := \frac{Q_D}{\pi \cdot (D + s_0) \cdot (s_0 - c)} = 11.471 \quad \text{МПа} \quad (2.85)$$

Окружные мембранные напряжения от действия давления во втулке приварного встык фланца, трубе плоского фланца S_0 :

$$\sigma_{0\text{мо_раб}} := \frac{D \cdot P_{\text{рас}}}{2 \cdot (s_0 - c)} = 12.041 \quad \text{МПа} \quad (2.86)$$

Условия статической прочности фланцев:

При затяжке:

Для приварных встык фланцев с конической втулкой в сечении S_0 условия статической прочности определяют по формулам:

с учетом стесненности температурных деформаций: $K_T := 1.5$

Допускаемое значение суммарных общих и местных условных упругих мембранных и изгибных напряжений МПа;

$$\begin{aligned}\sigma_R &:= \sigma_6 = 146.5 \text{ МПа} \\ \sigma_R \cdot K_T &= 190.45 \text{ МПа}\end{aligned}\quad (2.87)$$

- при затяжке:

$$\text{Услов}_3 := \begin{cases} \text{"Условия выполняются"} & \text{if } \sigma_{0M} \leq \sigma_R \cdot K_T \\ \text{"Условия прочности не выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Услов}_3 = \text{"Условия выполняются"}$$

- в рабочих условиях:

$$\begin{aligned}A &:= \max(|0.3 \cdot \sigma_{0p} - \sigma_{0mo_pab}|, |0.3 \cdot \sigma_{0p} + \sigma_{0mo_pab}|) \\ B &:= |0.7 \cdot \sigma_{0p} + (\sigma_{0mo_pab} - \sigma_{0mm_pab})| \\ C &:= |0.7 \cdot \sigma_{0p} - (\sigma_{0mo_pab} - \sigma_{0mm_pab})| \\ D &:= \max(|\sigma_{0p} - \sigma_{0mm_pab}|, |\sigma_{0p} + \sigma_{0mm_pab}|) \\ E &:= \max(|0.3 \cdot \sigma_{0p} - \sigma_{0mo_pab}|, |0.3 \cdot \sigma_{0p} + \sigma_{0mo_pab}|) \\ F &:= |0.7 \cdot \sigma_{0p} - (\sigma_{0mo_pab} - \sigma_{0mm_pab})| \\ G &:= \max(D, E, \max(F, C)) \\ H &:= \max(D, E, \max(F, G)) = 158.208 \text{ МПа} \quad \sigma_R \cdot K_T = 190.45 \text{ МПа}\end{aligned}$$

(2.88, 2.89, 2.90, 2.91, 2.92, 2.93, 2.94, 2.95)

$$\text{Услов}_{\text{стат}2} := \begin{cases} \text{"Условия выполняются"} & \text{if } \max(D, E, \max(F, G)) \leq \sigma_R \cdot K_T \\ \text{"Условия прочности не выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Услов}_{\text{стат}2} = \text{"Условия выполняются"}$$

Проверка углов поворота фланцев.

Угол поворота приварного встык, плоского фланца и бурта свободного фланца в рабочих условиях:

$$\theta := P_{бр} \cdot y_{ф} \cdot \frac{E_{20}}{E} = 4.25 \times 10^{-5} \quad (2.96)$$

Допускаемый угол поворота фланца определяем при помощи интерполяции:

$$\text{Услов}_{\text{поворота}} := \begin{cases} \text{"Условия выполняются"} & \text{if } \theta \leq \theta_{д} \\ \text{"Условия прочности не выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Услов}_{\text{поворота}} = \text{"Условия выполняются"}$$

$$\theta = 4.25 \times 10^{-5} \quad \theta_{д} = 6.4 \times 10^{-3}$$

2.3.6. Укрепление отверстий патрубков штуцеров

Расчет укрепления отверстий проводится в соответствии с требованиями [12].

В конструкцию входят пять основных технологических штуцеров.

Производим проверку необходимости укрепления отверстия.

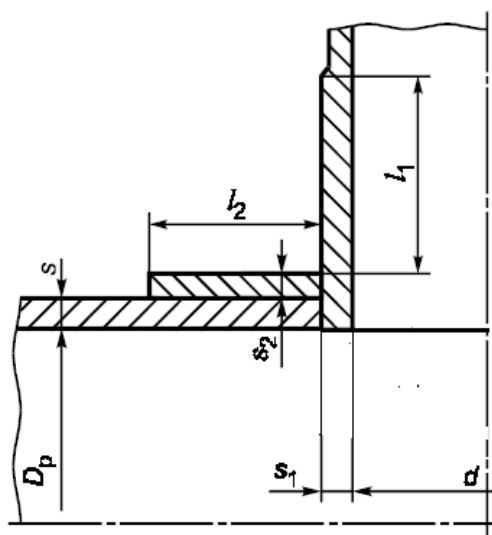


Рисунок 2.11 - Укрепление отверстий при наличии проходного штуцера

Расстояние от центра укрепляемого отверстия до оси эллиптического днища: $x = 600$ мм

Расчетный диаметр укрепляемых элементов:

Для цилиндрической обечайки:

$$D_{p1} := D_c = 3 \times 10^3 \text{ мм} \quad (2.97)$$

Для эллиптического днища:

$$D_{p2} := 2 \cdot D_d \cdot \sqrt{1 - 3 \cdot \left(\frac{x}{D_d} \right)^2} = 5.628 \times 10^3 \text{ мм} \quad (2.98)$$

Расчетный диаметр отверстий в стенках обечайки, ось которых совпадает с нормалью к поверхности.

Расчетный диаметр отверстия штуцера входа нефтегазовой смеси и выхода нефти:

$$d_1 := \text{ceil}(500 + 2 \cdot c) = 503 \text{ мм} \quad (2.99)$$

Расчетный диаметр отверстия штуцера для выхода газа:

$$d_2 := \text{ceil}(350 + 2 \cdot c) = 353 \text{ мм} \quad (2.100)$$

Расчетный диаметр отверстий штуцеров для дренажа и для предохранительного клапана:

$$d_3 := \text{ceil}(150 + 2 \cdot c) = 153 \text{ мм} \quad (2.101)$$

Расчетный диаметр отверстия штуцера для люк-лаза:

$$d_4 := \text{ceil}(450 + 2 \cdot c) = 453 \text{ мм} \quad (2.102)$$

Расчетный диаметр одиночного отверстия, не требующий дополнительного укрепления при наличии избыточной толщины стенки сосуда:

- для цилиндрической обечайки:

$$d_{01} := 2 \cdot \left(\frac{s_1 - c}{s_{p1}} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_{p1} \cdot (s_1 - c)} = 705.466 \text{ мм} \quad (2.103)$$

- для эллиптического днища:

$$d_{02} := 2 \cdot \left(\frac{s_2 - c}{s_{p2}} - 0.8 \right) \cdot \sqrt{D_{p2} \cdot (s_2 - c)} = 966.952 \quad \text{мм} \quad (2.104)$$

Проверка необходимости проведения расчета на укрепления отверстий для штуцера входа нефтегазовой смеси:

$$\text{Расч}_{\text{отв1}} := \begin{cases} \text{"Расчет укрепления отверстия штуце не требуется"} & \text{if } d_1 < d_{01} \\ \text{"Расчет укрепления отверстия штуцера необходим"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Расч}_{\text{отв1}} = \text{"Расчет укрепления отверстия штуце не требуется"}$$

Проверка необходимости проведения расчета на укрепления отверстий для штуцера выхода нефти:

$$\text{Расч}_{\text{отв2}} := \begin{cases} \text{"Расчет укрепления отверстия штуце не требуется"} & \text{if } d_2 < d_{01} \\ \text{"Расчет укрепления отверстия штуцера необходим"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Расч}_{\text{отв2}} = \text{"Расчет укрепления отверстия штуце не требуется"}$$

Проверка необходимости проведения расчета на укрепления отверстий для штуцера дренажа и предохранительного клапана:

$$\text{Расч}_{\text{отв3}} := \begin{cases} \text{"Расчет укрепления отверстия штуце не требуется"} & \text{if } d_3 < d_{01} \\ \text{"Расчет укрепления отверстия штуцера необходим"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Расч}_{\text{отв3}} = \text{"Расчет укрепления отверстия штуце не требуется"}$$

Проверка необходимости проведения расчета на укрепления отверстий для штуцера люка-лаза:

$$\text{Расч}_{\text{отв4}} := \begin{cases} \text{"Расчет укрепления отверстия штуце не требуется"} & \text{if } d_4 < d_{02} \\ \text{"Расчет укрепления отверстия штуцера необходим"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Расч}_{\text{отв4}} = \text{"Расчет укрепления отверстия штуце не требуется"}$$

Исходя из условий укрепления делаем вывод, что расчет укрепления отверстий не нужен.

2.3.7 Выбор стандартного люк-лаза

Стандартный люк-лаз для сепаратора выбираем согласно [13]:

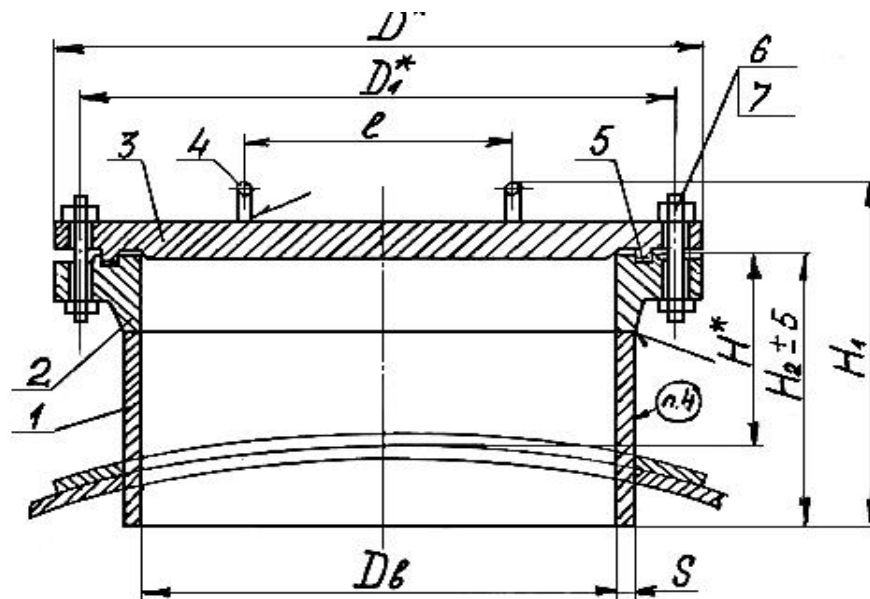


Рисунок 2.12 - Люк-лаз с фланцами, приварными встык, с уплотнительной поверхностью "шип-паз"

Условное обозначение люка-лаза, исполнением 1, внутренним диаметром $D_{в} = 450$ мм, условным давлением $P_{у} = 2.5$ МПа и толщиной стенки $s = 10$ мм «Люк-лаз 1-450-2,5-10 ОСТ 26-2006-83»

Таблица 2.4 - Размеры люка-лаза с фланцами, приварными встык, с уплотнительной поверхностью "шип-паз"

$D_{в}$, мм	D^* мм	D_{1}^* мм	H^* мм	H_1 , мм	H_2 , мм	l , мм	s мм	Давление условное МПа
450	590	550	220	420	305	250	10	2,5

Конструкция и размеры ручки для крышки люка-лаза выбрали согласно [14].

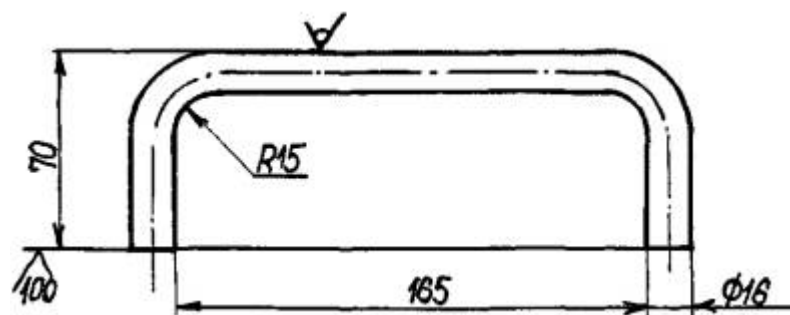


Рисунок 2.13 - Конструкция и размеры ручки для люка-лаза

2.3.7.1 Расчет и выбор стандартной крышки люка-лаза

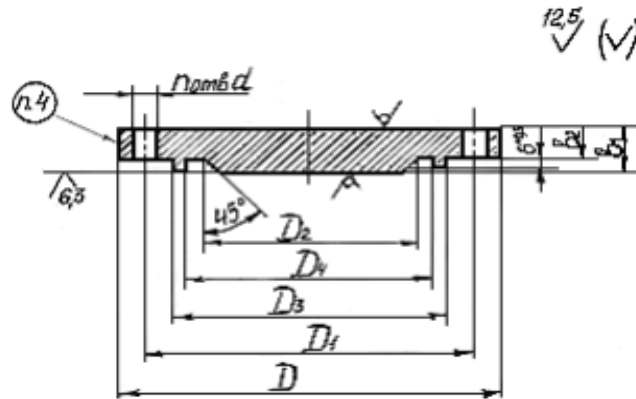


Рисунок 2.14 - Плоская крышка люка-лаза

Условное обозначение крышки, исполнением 1, внутренним диаметром $D_{в} = 450 \text{ мм}$, условным давлением $P_y = 2.5 \text{ МПа}$ выполненной из стали 09Г2С: «1-450-2,5-09Г2С ОСТ 26-2008-83».

Таблица 2.5 - Размеры крышки люка-лаза с уплотнительной поверхностью "шип-паз"

$D_{в}$, мм	D мм	D_1 мм	D_3 мм	D_2 мм	b_1 мм	b_2 мм	d мм	n мм	P_y МПа
450	590	550	513	489	36	27	23	24	2.5

Расчетный диаметр: $D_p = 450 \text{ мм}$

Коэффициент, зависящий от способа закрепления крышки: $K = 0,4$

Коэффициент ослабления, при отсутствии отверстий в крышке: $K_0 = 1$

Расчетная толщина крышки:

$$s_{pk} := \max \left(\left(K \cdot K_0 \cdot D_p \cdot \sqrt{\frac{P_{рас}}{\phi \cdot \sigma_D}} \right), \left(K \cdot K_0 \cdot D_p \cdot \sqrt{\frac{P_{и}}{\phi \cdot \sigma_{20}}} \right) \right) = 7.995 \text{ мм} \quad (2.105)$$

Исполнительная толщина стеки крышки:

$$s_{ик} := s_{pk} + c = 9.195 \text{ мм} \quad (2.106)$$

Принимаем исполнительную толщину крышки из таблицы 5: $s_k := 36 \text{ мм}$

Проверка условий применимости формул для расчета плоских крышек:

$$\text{Пров}_1 := \begin{cases} \text{"Условия выполняются"} & \text{if } \frac{s_5 - c}{D_p} \leq 0.11 \\ \text{"Условия НЕ выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases} = \text{"Условия выполняются"}$$

Расчет допускаемого внутреннего избыточного давления:

- допускаемое внутреннее давление при гидроиспытаниях:

$$P_{д5} := \left[\frac{(s_k - c)}{(K \cdot K_0 \cdot D_p)} \right]^2 \cdot \phi \cdot \sigma_D = 6.616 \text{ МПа} \quad (2.107)$$

- допускаемое внутреннее давление при рабочих условиях:

$$P_{д6} := \left[\frac{(s_k - c)}{(K \cdot K_0 \cdot D_p)} \right]^2 \cdot \phi \cdot \sigma_{20} = 10.204 \text{ МПа} \quad (2.108)$$

Проверка условия прочности стенки крышки:

- проверка условия прочности крышки от действия внутреннего давления при гидроиспытаниях:

$$\text{Пров}_2 := \begin{cases} \text{"Условие прочности стенки крышки выполняется"} & \text{if } P_{д6} > P_{и} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Пров}_2 = \text{"Условие прочности стенки крышки выполняется"}$$

- проверка условия прочности крышки от действия внутреннего давления при рабочих условиях:

$$\text{Пров}_3 := \begin{cases} \text{"Условие прочности стенки крышки выполняется"} & \text{if } P_{д6} > P_{рас} \\ \text{"Условие прочности НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Пров}_3 = \text{"Условие прочности стенки крышки выполняется"}$$

2.3.8 Подбор и расчет стандартной опоры аппарата

Расчет веса аппарата:

Расчет веса корпуса аппарата:

Внутренний диаметр аппарата: $D := 3 \text{ м}$

Длина цилиндрической части: $H := 10.6 \text{ м}$

Толщина стенки обечайки: $s_1 := 0.010 \text{ м}$

Плотность материала: сталь 09Г2С

$$\rho_{\text{мет}} := 7850 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Вес кожуха обечайки аппарата:

$$G_{\text{кож}} := \pi \cdot \left[\frac{(D + 2 \cdot s_1)^2 - D^2}{4} \right] \cdot H \cdot \rho_{\text{мет}} \cdot g = 7.711 \times 10^4 \text{ Н} \quad (2.109)$$

Масса днища: $m_{\text{дн}} := 816.9 \text{ кг}$

Вес эллиптического днища аппарата:

$$G_{\text{д.эл}} := m_{\text{дн}} \cdot g = 8.006 \times 10^3 \text{ Н} \quad (2.110)$$

Вес пустого аппарата:

$$G_{\text{ап}} := 2G_{\text{д.эл}} + G_{\text{кож}} = 9.312 \times 10^4 \text{ Н} \quad (2.111)$$

Объем аппарата: приведен в исходных данных $V_{\text{ап}} := 80 \text{ м}^3$

Вес жидкости (вода) при гидроиспытаниях:

$$G_{\text{жид1}} := V_{\text{ап}} \cdot \rho_{\text{вод}} \cdot g = 7.824 \times 10^5 \text{ Н} \quad (2.112)$$

Вес аппарата, заполненного жидкостью при гидроиспытаниях:

$$G_{\text{ап1}} := G_{\text{ап}} + G_{\text{жид1}} = 8.756 \times 10^5 \text{ Н}$$

Принимаем две опоры, тогда нагрузка на одну опору будет равна:

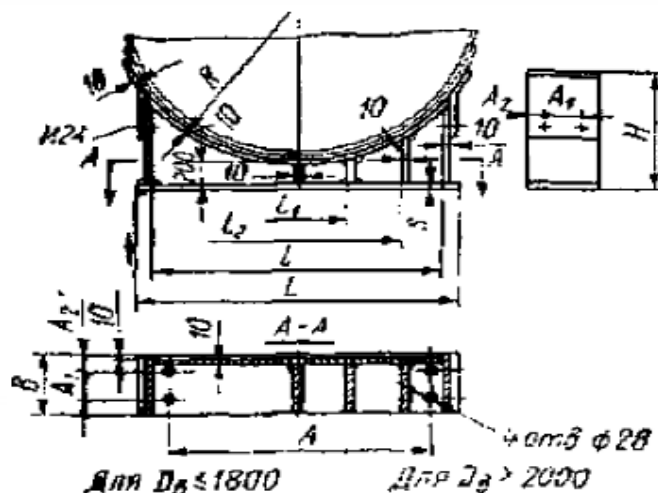
$$G_{\text{о.оп}} := \frac{G_{\text{ап1}}}{2} = 4.378 \times 10^5 \quad (2.113)$$

2.3.8.1 Подбор стандартных опор аппарата

По полученной нагрузке на одну опору аппарата выбираем подходящий тип опор. Выбор производим в соответствии с данными, указанными в

[15, табл. 29.12]. На рисунке 15 представлена опора горизонтальных аппаратов. В таблице указаны основные сведения о выбранной опоре.

Опоры горизонтальных аппаратов типа ОГ с внутренним диаметром от 800 до 4000 мм (по МН 5132-43)



Условное обозначение опоры для аппарата с $D_0 = 2000$ мм на нагрузку 0,3 Мн (30 тс): «Опора ОГ—II—2000—30 МН 5132—63».

Рисунок 2.15 - Опора горизонтальных аппаратов типа ОГ

Таблица 2.6 - Параметры опоры

Тип	$G \cdot 10^3$, Мн (тс)	D_0	L	l	l_1	l_2	B	H	A	A_1	A_2	R	s	Масса, кг
мм														
III	85	3000	3200	2600	1100	2100	500	1240	2800	200	150	1630	22	745

2.3.8.2 Расчет опор аппарата

Выполняем согласно [16]:

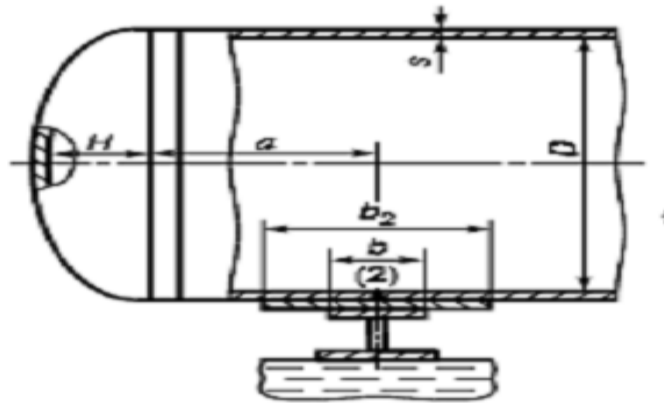


Рисунок 2.16 - Цилиндрическая обечайка, не подкрепленная элементами жесткости

Опора изготовлена из стали 09Г2С

Внутренний диаметр обечайки: $D := 3000 \text{ мм}$

Толщина стенки обечайки: $s_1 := 10 \text{ мм}$

Прибавки к расчетным толщинам конструктивных элементов: $c = 1.2 \text{ мм}$

Ширина опоры: $b := 500 \text{ мм}$

Угол охвата опоры: $\delta_1 := 120^\circ$

Расстояние до днища: $a := 1800 \text{ мм}$

Высота опоры: $H := 1240 \text{ мм}$

Толщина опоры: $s_{оп} := 22 \text{ мм}$

Коэффициенты запаса прочности:

- для рабочих условий: $n_p := 2.4$
- для условий испытаний: $n_{и} := 1.8$

2.3.8.2.1 Определение допускаемых осевых сжимающих усилий

При рабочих условиях:

Определим допускаемое осевое сжимающее усилие из условия прочности:

$$F_{д.п1} := \pi \cdot (D + s_1 - c) \cdot (s_1 - c) \cdot \sigma_D = 1.472 \times 10^7 \text{ Н} \quad (2.114)$$

Допускаемое осевое сжимающее усилие из условия местной устойчивости в пределах упругости:

$$F_{дЕ11} := \frac{31 \cdot 10^{-5} \cdot E}{n_p} \cdot D^2 \cdot \left[\frac{100 \cdot (s_1 - c)}{D} \right]^{2.5} = 1.037 \times 10^7 \text{ Н} \quad (2.115)$$

Приведенная расчетная длина обечайки:

$$l_{пр} := L = 1.24 \times 10^4 \text{ мм} \quad (2.116)$$

Гибкость λ :

$$\lambda := \frac{2.83 \cdot l_{пр}}{D + s_1 - c} = 11.663 \quad (2.117)$$

Допускаемое осевое сжимающее усилие из условия общей устойчивости в пределах упругости:

$$F_{дЕ21} := \frac{\pi \cdot (D + s_1 - c) \cdot (s_1 - c) \cdot E}{n_p} \cdot \left(\frac{\pi}{\lambda} \right)^{2.5} = 2.498 \times 10^8 \text{ Н} \quad (2.118)$$

Допускаемое осевое сжимающее усилие в пределах упругости из условия устойчивости:

$$F_{дЕ1} := \begin{cases} \min(F_{дЕ11}, F_{дЕ21}) & \text{if } \frac{L}{D} \geq 10 \\ F_{дЕ11} & \text{if } \frac{L}{D} < 10 \end{cases} = 1.037 \times 10^7 \text{ Н}$$

Допускаемое осевое сжимающее усилие для рабочих условий:

$$F_{д.р1} := \frac{F_{д.п1}}{\sqrt{1 + \left(\frac{F_{д.п1}}{F_{дЕ1}} \right)^2}} = 8.478 \times 10^6 \text{ Н} \quad (2.119)$$

Определим допускаемый изгибающий момент:

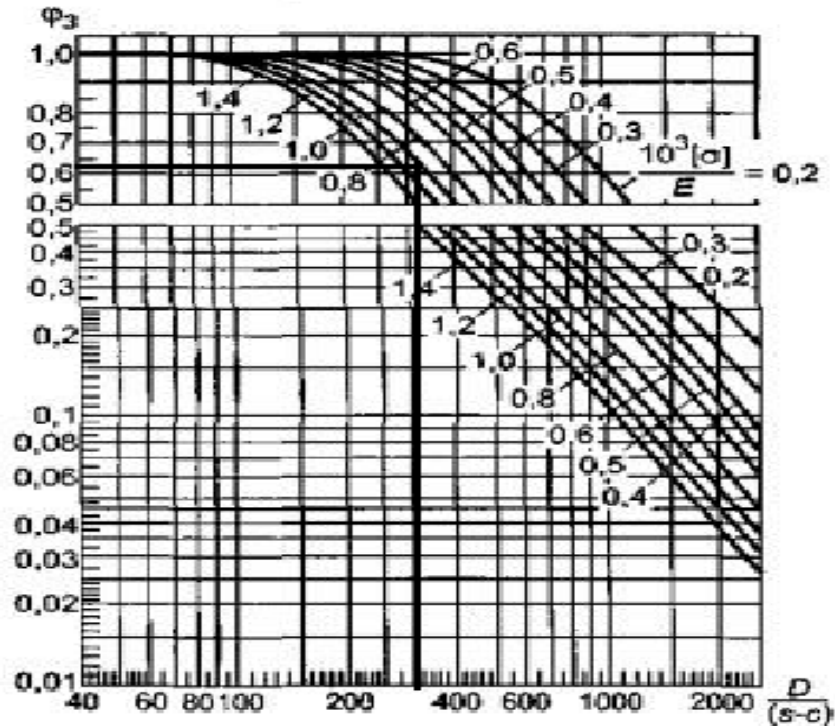


Рисунок 2.17 - График для определения коэффициента Φ_3

$$\frac{D}{(s_1 - c)} = 340.909$$

$$\frac{10^3 \cdot \sigma_D}{E} = 0.925$$

(2.120, 2.121)

Коэффициент снижения допускаемых напряжений: $\Phi_3 = 0.62$

$$M_{D1} := \frac{\pi}{4} \cdot D \cdot (D + s_1 - c) \cdot (s_1 - c) \cdot \sigma_D \cdot \Phi_3 = 6.846 \times 10^9 \text{ Н·мм}$$

Определим допускаемое осевое сжимающее усилие из условия прочности:

$$Q_{D.n1} := 0.25 \pi \cdot D (s_1 - c) \cdot \sigma_D = 3.67 \times 10^6 \text{ Н} \quad (2.122)$$

Определим допускаемое осевое сжимающее усилие в пределах упругости из условия местной устойчивости:

$$Q_{D.E1} := \frac{2.4 \cdot E \cdot (s_1 - c)^2}{n_p} \cdot \left[0.18 + 3.3 \frac{D \cdot (s_1 - c)}{L^2} \right] = 2.676 \times 10^6 \text{ Н} \quad (2.123)$$

Допускаемое осевое сжимающее усилие для рабочих условий:

$$Q_{д1} := \frac{Q_{д.п1}}{\sqrt{1 + \left(\frac{Q_{д.п1}}{Q_{д.Е1}}\right)^2}} = 2.162 \times 10^6 \text{ Н} \quad (2.124)$$

Проверка устойчивости аппарата осуществляется, путем сравнения моментов и усилий от опор с допускаемыми. Поэтому для дальнейшего расчета необходимо определить значения допускаемых усилий и моментов.

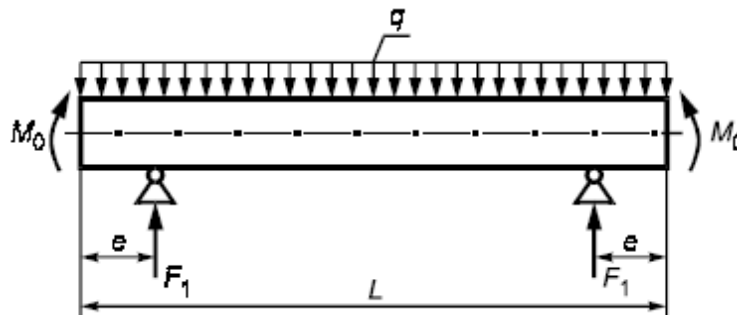


Рисунок 2.18 - Расчетная схема определения усилий

Расчетные формулы применимые при выполнении условий:

$$\text{Услов}_{\text{прим}} := \begin{cases} \text{"формулы применимы"} & \text{if } \begin{cases} 60 \leq \delta_1 \leq 180 \\ \frac{s_1 - c}{D} \leq 0.5 \end{cases} \\ \text{"формулы НЕ применимы"} & \text{otherwise} \end{cases} = \text{"формулы применимы"}$$

Высота выпуклой части днища: $h_B = 750 \text{ мм}$

Распределенная нагрузка сосуда:

$$q_1 := \frac{G_{ап1}}{L \cdot \frac{4}{3} \cdot h_B} = 0.071 \frac{\text{Н}}{\text{мм}} \quad (2.125)$$

$$M_{01} := q_1 \cdot \frac{D^2}{16} = 3.972 \times 10^4 \text{ Н} \cdot \text{мм} \quad (2.126)$$

Опорное усилие в рабочих условиях:

$$F_{11} := \frac{G_{ап1}}{2} = 4.378 \times 10^5 \text{ Н} \quad (2.127)$$

Момент над опорой: $e := a = 1.8 \times 10^3 \text{ мм}$

$$M_{11} := \frac{q_1 \cdot e^2}{2} - M_{01} = 7.467 \times 10^4 \text{ Н·мм} \quad (2.128)$$

Максимальный момент между опорами 1 и 2:

$$M_{12p} := M_{01} + F_{11} \cdot \left(\frac{L}{2} - a \right) - \frac{q_1}{2} \left(\frac{L}{2} + \frac{2}{3} \cdot h_B \right)^2 = 1.925 \times 10^9 \text{ Н·мм} \quad (2.129)$$

Несущую способность обечайки в сечении между опорами следует проверять при условии:

$$Ult_1 := \begin{cases} \text{"следует проверять"} & \text{if } M_{12p} > M_{11} \\ \text{"следует НЕ проверять"} & \text{otherwise} \end{cases} = \text{"следует проверять"}$$

Поперечное усилие в сечении оболочки над опорой:

$$Q_{1p} := \frac{L - 2 \cdot a}{L + \frac{4}{3} \cdot h_B} \cdot F_{11} = 2.875 \times 10^5 \text{ Н} \quad (2.130)$$

Проверка несущей способности обечайки в сечении между опорами.

Определим коэффициент K_9 :

$$y := \frac{D}{(s_1 - c)} = 340.909 \quad x := \frac{L}{D} = 4.133 \quad (2.131, 2.132)$$

$$K_{9,1} := 1.6 - 0.20924 \cdot (x - 1) + 0.028702 \cdot x \cdot (x - 1) + 0.4795 \cdot 10^{-3} \cdot y \cdot (x - 1)$$

$$K_{9,2} := -0.29936 \cdot 10^{-2} \cdot (x - 1) \cdot x^2 - 0.85692 \cdot 10^{-6} \cdot (x - 1) \cdot y^2$$

$$K_{9,3} := -0.75955 \cdot 10^{-8} \cdot y^2 \cdot (x - 1) \cdot x + 0.82748 \cdot 10^{-4} \cdot (x - 1) \cdot x^3$$

$$K_{9,4} := 0.88174 \cdot 10^{-6} \cdot x^2 \cdot (x - 1) \cdot y - 0.2391 \cdot 10^{-6} \cdot x \cdot y \cdot (x - 1) + 0.48168 \cdot 10^{-9} \cdot (x - 1) \cdot y^3$$

$$K_9 := \max(K_{9,1} + K_{9,2} + K_{9,3} + K_{9,4}, 1) = 1.438$$

$$(2.133, 2.134, 2.135, 2.136, 2.137)$$

Проверим условие прочности в рабочих условиях:

$$\frac{P_{рас} \cdot D}{4(s_1 - c)} + \frac{4 \cdot M_{12p} \cdot K_g}{\pi \cdot D^2(s_1 - c)} = 68.292$$

$$Ult_2 := \begin{cases} \text{"Условия прочности выполняются"} & \text{if } \sigma_D \geq \frac{P_{рас} \cdot D}{4(s_1 - c)} + \frac{4 \cdot M_{12p} \cdot K_g}{\pi \cdot D^2(s_1 - c)} \\ \text{"Условия прочности не выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Ult_2 = \text{"Условия прочности выполняются"} \quad (2.138)$$

Условие устойчивости в рабочих условиях:

$$\frac{M_{12p}}{M_{д1}} = 0.281$$

$$Ult_3 := \begin{cases} \text{"Условие устойчивости в рабочих условиях выполняется"} & \text{if } 1 > \frac{M_{12p}}{M_{д1}} \\ \text{"Условие устойчивости в рабочих условиях не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Ult_3 = \text{"Условие устойчивости в рабочих условиях выполняется"} \quad (2.139)$$

2.3.8.2.2 Проверка несущей способности обечайки, неукреплённой кольцами жесткости в области опорного узла

При рабочих условиях:

Лист опоры рассматривают как усиление стенки сосуда. Во всех формулах принимаем опору шириной b с углом охвата δ_1 : $\delta_1 := 1.88$ радиан

Параметр, определяемый расстоянием до днища:

$$\gamma := 2.83 \cdot \frac{a}{D} \cdot \sqrt{\frac{(s_1 - c)}{D}} = 0.092 \quad (2.140)$$

Параметр, определяемый шириной пояса опоры, вычисляют по формуле:

$$\beta_1 := 0.91 \cdot \frac{b}{\sqrt{D \cdot (s_1 - c)}} = 2.8 \quad (2.141)$$

Общее меридиональное мембранное напряжение изгиба:

$$\sigma_{mx} := \frac{4 \cdot M_{11}}{\pi \cdot D^2 \cdot (s_1 - c)} = 1.2 \times 10^{-3} \text{ МПа} \quad (2.142)$$

Коэффициент, учитывающий влияние ширины пояса опоры:

$$K_{10} := \max \left(\frac{e^{-\beta_1} \cdot \sin(\beta_1)}{\beta_1}, 0.25 \right) = 0.25 \quad (2.143)$$

Коэффициент, учитывающий влияние угла охвата опоры:

$$K_{12} := \frac{1.15 - 0.1432 \sin(\delta_1)}{\sin(0.5 \cdot \delta_1)} = 1.255 \quad (2.144)$$

Коэффициент, учитывающий влияние угла охвата опоры:

$$K_{13} := \frac{1}{\sin(0.5 \cdot \delta_1)} \cdot \max \left(1.7 - \frac{2.1 \cdot \delta_1}{\pi}, 0 \right) = 0.549 \quad (2.145)$$

Коэффициент, учитывающий влияние расстояния до днища:

$$K_{15} := \min \left(1, \frac{0.8 \cdot \sqrt{\gamma} + 6 \cdot \gamma}{\delta_1} \right) = 0.423 \quad (2.146)$$

Коэффициент ν_1 для определения коэффициента K_1 :

$$\nu_1 := \frac{-0.23 \cdot K_{13} \cdot K_{15}}{K_{12} \cdot K_{10}} = -0.17 \quad (2.147)$$

Коэффициент K_2

В рабочих условиях:

$$K_{2p} := 1.25$$

$$\nu_{21} := -\sigma_{mx} \cdot \frac{1}{K_{2p} \cdot \sigma_D} = -5.426 \times 10^{-6}$$

$$\nu_{22} := \frac{1}{K_{2p} \cdot \sigma_D} \left[\frac{D \cdot P_{\text{рас}}}{4 \cdot (s_1 - c)} - \sigma_{mx} \right] = 0.108 \quad (2.148, 2.149)$$

Общее мембранное напряжение в эллиптическом днище:

$$\sigma_m := \frac{D \cdot P_{\text{рас}}}{4 \cdot (s_1 - c)} = 23.807 \text{ МПа}$$

$$\nu_2 := \frac{\sigma_m}{K_{2p} \cdot \sigma_D \cdot \Phi} = 0.108 \quad (2.150, 2.151)$$

При $\nu_2 > 0$ принимают, $\nu_2 = |\nu_2|$, а знак ν_1 меняют на обратный.

$$K_1 := \frac{1 - \nu_2}{\left(\frac{1}{3} + \nu_2 \cdot \nu_1\right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_2 \cdot \nu_1\right)^2 + (1 - \nu_2^2) \cdot \nu_1^2}} = 1.355 \quad (2.152)$$

При $\nu_{21} < 0$ принимают $\nu_{21} = |\nu_{21}|$, а знак меняют на обратный.

$$K_{\nu 11} := \frac{1 - \nu_{21}}{\left(\frac{1}{3} + \nu_{21} \cdot \nu_1\right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_{21} \cdot \nu_1\right)^2 + (1 - \nu_{21}^2) \cdot \nu_1^2}} = 1.438$$

$$K_{\nu 21} := \frac{1 - \nu_{22}}{\left(\frac{1}{3} + \nu_{22} \cdot \nu_1\right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_{22} \cdot \nu_1\right)^2 + (1 - \nu_{22}^2) \cdot \nu_1^2}} = 1.219$$

$$K_1 := \min(K_{\nu 21}, K_{\nu 11}) = 1.219$$

(2.153, 2.154, 2.155)

Предельное напряжение изгиба:

$$\sigma_{i2} := K_1 \cdot K_{2p} \cdot \sigma_D = 269.795 \text{ МПа} \quad (2.156)$$

Допускаемое опорное усилие от нагружения в меридиональном направлении:

$$F_{\text{дон22}} := \frac{0.7 \cdot \sigma_{i2} \cdot (s_1 - c) \cdot \sqrt{D \cdot (s_1 - c)}}{K_{10} \cdot K_{12}} = 8.606 \times 10^5 \text{ Н} \quad (2.157)$$

Коэффициент, учитывающий влияние угла охвата опоры:

$$K_{14} := \frac{1.45 - 0.43 \cdot \delta_1}{\sin(0.5 \cdot \delta_1)} = 0.794 \quad (2.158)$$

Коэффициент, учитывающий влияние расстояния до днища:

$$K_{16} := 1 - \frac{0.65}{1 + (6 \cdot \gamma)^2} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{3 \cdot \delta_1}} = 0.628 \quad (2.159)$$

Коэффициент, учитывающий влияние ширины пояса опоры:

$$K_{17} := \frac{1}{1 + 0.6 \cdot \delta_1 \cdot \frac{b}{D} \cdot \sqrt[3]{\frac{D}{(s_1 - c)}}} = 0.432 \quad (2.160)$$

Коэффициент, учитывающий влияние ширины пояса опоры:

$$K_{11} := \frac{1 - e^{-\beta_1} \cdot \cos(\beta_1)}{\beta_1} = 0.357 \quad (2.161)$$

Коэффициент ν_1 для определения коэффициента K_1 :

$$\nu_1 := \frac{-0.53 \cdot K_{11}}{K_{14} \cdot K_{16} \cdot K_{17} \cdot \sin(0.5 \cdot \delta_1)} = -1.086$$

$$\nu_{21} := 0$$

$$\nu_{22} := \frac{D \cdot P_{\text{рас}}}{2 \cdot (s_1 - c)} \cdot \frac{1}{(K_{2p} \cdot \sigma_D)} = 0.215$$

$$K_{v21} := \frac{1 - \nu_{22}}{\left(\frac{1}{3} + \nu_{22} \cdot \nu_1\right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_{22} \cdot \nu_1\right)^2 + (1 - \nu_{22}^2) \cdot \nu_1^2}} = 0.592$$

$$K_{v11} := \frac{1 - \nu_{21}}{\left(\frac{1}{3} + \nu_{21} \cdot \nu_1\right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_{21} \cdot \nu_1\right)^2 + (1 - \nu_{21}^2) \cdot \nu_1^2}} = 0.541$$

$$K_1 := \min(K_{v21}, K_{v11}) = 0.541$$

(2.162, 2.163, 2.164, 2.165, 2.166)

Предельное напряжение изгиба:

$$\sigma_{i3} := K_1 \cdot K_{2p} \cdot \sigma_D = 119.789 \text{ МПа} \quad (2.167)$$

Допускаемое опорное усилие от нагружения в окружном направлении, вычисляемое по формуле:

$$F_{\text{доп32}} := \frac{0.9 \cdot \sigma_{i3} \cdot \sqrt{D \cdot (s_1 - c)} \cdot (s_1 - c)}{K_{17} \cdot K_{16} \cdot K_{14}} = 7.146 \times 10^5 \text{ Н}$$

$$F_{\text{доп}} := \min(F_{\text{доп22}}, F_{\text{доп32}}) = 7.146 \times 10^5 \text{ Н} \quad (2.168, 2.169)$$

Условие прочности при рабочих условиях:

$$\text{Услов}_{\text{прочности}} := \begin{cases} \text{"Условия прочности выполняются"} & \text{if } F_{11} \leq F_{\text{доп}} \\ \text{"Условия прочности не выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Услов}_{\text{прочности}} = \text{"Условия прочности выполняются"}$$

$$F_{11} = 4.378 \times 10^5 \text{ Н} \quad F_{\text{доп}} = 7.146 \times 10^5 \text{ Н}$$

Эффективное осевое усилие от местных мембранных напряжений, действующих в области опоры:

$$F_{\text{в2}} := F_{11} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{\frac{D}{(s_1 - c)}} \cdot K_{13} \cdot K_{15} = 1.473 \times 10^6 \text{ Н} \quad (2.170)$$

Проверка условий устойчивости при рабочих условиях:

$$\text{Услов}_{\text{устойч}} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \frac{F_{\text{в2}}}{F_{\text{д.р1}}} + \frac{M_{11}}{M_{\text{д1}}} + \left(\frac{Q_{1\text{p}}}{Q_{\text{д1}}} \right)^2 \leq 1 \\ \text{"Условие устойчивости в рабочих условиях не выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Услов}_{\text{устойч}} = \text{"Условие выполняется"}$$

При гидроиспытаниях:

Определим допускаемое осевое сжимающее усилие из условия прочности:

$$F_{\text{д.п2}} := \pi \cdot (D + s_1 - c) \cdot (s_1 - c) \cdot \sigma_{и20} = 2.271 \times 10^7 \text{ Н} \quad (2.171)$$

Допускаемое осевое сжимающее усилие из условия местной устойчивости в пределах упругости:

$$F_{\text{дЕ12}} := \frac{31 \cdot 10^{-5} \cdot E}{\sigma_{20}} \cdot D^2 \cdot \left[\frac{100 \cdot (s_1 - c)}{D} \right]^{2.5} = 9.116 \times 10^4 \text{ Н} \quad (2.172)$$

Допускаемое осевое сжимающее усилие в пределах упругости из условия устойчивости:

$$F_{дЕ2} := F_{дЕ12}$$

Допускаемое осевое сжимающее усилие в условиях испытаний:

$$F_{д.п2} := \frac{F_{д.п2}}{\sqrt{1 + \left(\frac{F_{д.п2}}{F_{дЕ2}}\right)^2}} = 9.116 \times 10^4 \text{ Н} \quad (2.173)$$

Допускаемый изгибающий момент из условия прочности:

$$M_{дп2} := \frac{\pi}{4} \cdot D \cdot (D + s_1 - c) \cdot (s_1 - c) \cdot \sigma_{20} = 1.703 \times 10^{10} \text{ Н·мм} \quad (2.174)$$

Допускаемый изгибающий момент из условия устойчивости в пределах упругости:

$$M_{де2} := \frac{8.9 \cdot 10^{-5} \cdot E}{n_{и}} \cdot D^3 \cdot \left[\frac{100 \cdot (s_1 - c)}{D} \right]^{2.5} = 1.191 \times 10^{10} \text{ Н·мм} \quad (2.175)$$

Определим допускаемые изгибающие моменты.

$$M_{д2} := \frac{M_{дп2}}{\sqrt{1 + \left(\frac{M_{дп2}}{M_{де2}}\right)^2}} = 9.759 \times 10^9 \text{ Н·мм} \quad (2.176)$$

Определим допускаемое осевое сжимающее усилие из условия прочности:

$$Q_{д.п2} := 0.25\pi \cdot D(s_1 - c) \cdot \sigma_{20} = 5.661 \times 10^6 \text{ Н} \quad (2.177)$$

Определим допускаемое осевое сжимающее усилие в пределах упругости из условия местной устойчивости:

$$Q_{д.Е2} := \frac{2.4 \cdot E \cdot (s_1 - c)^2}{n_{и}} \cdot \left[0.18 + 3.3 \frac{D \cdot (s_1 - c)}{L^2} \right] = 3.568 \times 10^6 \text{ Н} \quad (2.178)$$

Допускаемое осевое сжимающее усилие в условиях испытаний:

$$Q_{d2} := \frac{Q_{d.p2}}{\sqrt{1 + \left(\frac{Q_{d.p2}}{Q_{d.E2}}\right)^2}} = 3.019 \times 10^6 \text{ Н} \quad (2.179)$$

Определения расчетных усилий в условиях испытаний:

Распределенная нагрузка сосуда

$$q_2 := \frac{G_{ap1}}{L \cdot \frac{4}{3} \cdot h_B} = 0.071 \frac{\text{Н}}{\text{мм}} \quad (2.180)$$

$$M_{02} := q_2 \cdot \frac{D^2}{16} = 3.972 \times 10^4 \text{ Н} \cdot \text{мм} \quad (2.181)$$

Опорное усилие в условиях испытаний:

$$F_{12} := \frac{G_{ap1}}{2} = 4.378 \times 10^5 \text{ Н} \quad (2.182)$$

Момент над опорой: $e := a = 1.8 \times 10^3 \text{ мм}$

$$M_{12} := \frac{q_2 \cdot e^2}{2} - M_{02} = 7.467 \times 10^4 \text{ Н} \cdot \text{мм} \quad (2.183)$$

Максимальный момент между опорами 1 и 2:

$$M_{12и} := M_{02} + F_{12} \cdot \left(\frac{L}{2} - a\right) - \frac{q_2}{2} \left(\frac{L}{2} + \frac{2}{3} \cdot h_B\right)^2 = 1.925 \times 10^9 \text{ Н} \cdot \text{мм} \quad (2.184)$$

Несущую способность обечайки в сечении между опорами следует проверять при условии:

$$\text{Условдрим} := \begin{cases} \text{"следует проверять"} & \text{if } M_{12и} > M_{12} \\ \text{"следует НЕ проверять"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

Подкладной лист рассматривают как усиление стенки сосуда. Во всех формулах принимаем опору шириной b с углом охвата δ_1 : $\delta_1 := 1.88 \text{ радиан}$

Параметр, определяемый расстоянием до днища:

$$\gamma_w := 2.83 \cdot \frac{a}{D} \cdot \sqrt{\frac{(s_1 - c)}{D}} = 0.092 \quad (2.185)$$

Параметр, определяемый шириной пояса опоры, вычисляют по формуле:

$$\beta_1 := 0.91 \cdot \frac{b}{\sqrt{D \cdot (s_1 - c)}} = 2.8 \quad (2.186)$$

Общее меридиональное мембранное напряжение изгиба:

$$\sigma_{mx} := \frac{4 \cdot M_{12}}{\pi \cdot D^2 \cdot (s_1 - c)} = 1.2 \times 10^{-3} \text{ МПа} \quad (2.187)$$

Коэффициент, учитывающий влияние угла охвата опоры:

$$K_{13} := \frac{1}{\sin(0.5 \cdot \delta_1)} \cdot \max\left(1.7 - \frac{2.1 \cdot \delta_1}{\pi}, 0\right) = 0.549 \quad (2.188)$$

Коэффициент, учитывающий влияние расстояния до днища:

$$K_{15} := \min\left(1, \frac{0.8 \cdot \sqrt{\gamma} + 6 \cdot \gamma}{\delta_1}\right) = 0.423 \quad (2.189)$$

Коэффициент, учитывающий влияние угла охвата опоры:

$$K_{12} := \frac{1.15 - 0.1432 \cdot \sin(\delta_1)}{\sin(0.5 \cdot \delta_1)} = 1.255 \quad (2.190)$$

Коэффициент, учитывающий влияние ширины пояса опоры:

$$K_{10} := \max\left(\frac{e^{-\beta_1} \cdot \sin(\beta_1)}{\beta_1}, 0.25\right) = 0.25 \quad (2.191)$$

Коэффициент V_1 для определения коэффициента K_1 :

$$V_1 := \frac{-0.23 \cdot K_{13} \cdot K_{15}}{K_{12} \cdot K_{10}} = -0.17 \quad (2.192)$$

Коэффициент K_2

В условиях испытаний:

$$K_{2и} := 1.05$$

$$\nu_{21} := -\sigma_{mx} \cdot \frac{1}{K_{2и} \cdot \sigma_{20}} = -4.188 \times 10^{-6}$$

$$\nu_{22} := \frac{1}{K_{2и} \cdot \sigma_{20}} \cdot \left[\frac{D \cdot P_{и}}{4 \cdot (s_1 - c)} - \sigma_{mx} \right] = 0.16 \quad (2.193) \quad (2.194)$$

Общее мембранное напряжение в эллиптическом днище:

$$\sigma_m := \frac{D \cdot P_{и}}{4 \cdot (s_1 - c)} = 45.9 \text{ МПа}$$

$$\nu_2 := \frac{\sigma_m}{K_{2и} \cdot \sigma_{20} \cdot \phi} = 0.16 \quad (2.195) \quad (2.196)$$

При $\nu_2 > 0$ принимают, $\nu_2 = |\nu_2|$, а знак ν_1 меняют на обратный.

$$K_1 := \frac{1 - \nu_2}{\left(\frac{1}{3} + \nu_2 \cdot \nu_1 \right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_2 \cdot \nu_1 \right)^2 + (1 - \nu_2^2) \cdot \nu_1^2}} = 1.312 \quad (2.197)$$

При $\nu_{21} < 0$ принимают $\nu_{21} = |\nu_{21}|$, а знак меняют на обратный.

$$\nu_1 := 0.277 \quad \nu_{21} = 4.188 \times 10^{-6}$$

$$K_{v11} := \frac{1 - \nu_{21}}{\left(\frac{1}{3} + \nu_{21} \cdot \nu_1 \right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_{21} \cdot \nu_1 \right)^2 + (1 - \nu_{21}^2) \cdot \nu_1^2}} = 1.345$$

$$K_{v21} := \frac{1 - \nu_{22}}{\left(\frac{1}{3} + \nu_{22} \cdot \nu_1 \right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_{22} \cdot \nu_1 \right)^2 + (1 - \nu_{22}^2) \cdot \nu_1^2}} = 1.012$$

$$K_1 := \min(K_{v21}, K_{v11}) = 1.012$$

(2.198, 2.199, 2.200, 2.201, 2.202)

Предельное напряжение изгиба:

$$\sigma_{i2} := K_1 \cdot K_{2и} \cdot \sigma_{20} = 290.014 \text{ МПа} \quad (2.203)$$

Допускаемое опорное усилие от нагружения в меридиональном направлении:

$$F_{доп22} := \frac{0.7 \cdot \sigma_{i2} \cdot (s_1 - c) \cdot \sqrt{D \cdot (s_1 - c)}}{K_{10} \cdot K_{12}} = 9.251 \times 10^5 \text{ Н} \quad (2.204)$$

Коэффициент, учитывающий влияние угла охвата опоры:

$$K_{14} := \frac{1.45 - 0.43 \cdot \delta_1}{\sin(0.5 \cdot \delta_1)} = 0.794 \quad (2.205)$$

Коэффициент, учитывающий влияние расстояния до днища:

$$K_{16} := 1 - \frac{0.65}{1 + (6 \cdot \gamma)^2} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{3 \cdot \delta_1}} = 0.628 \quad (2.206)$$

Коэффициент, учитывающий влияние ширины пояса опоры:

$$K_{17} := \frac{1}{1 + 0.6 \cdot \delta_1 \cdot \frac{b}{D} \cdot \sqrt[3]{\frac{D}{(s_1 - c)}}} = 0.432 \quad (2.207)$$

Коэффициент, учитывающий влияние ширины пояса опоры:

$$K_{11} := \frac{1 - e^{-\beta_1} \cdot \cos(\beta_1)}{\beta_1} = 0.357 \quad (2.208)$$

Коэффициент ν_1 для определения коэффициента K_1 :

$$\begin{aligned}\nu_1 &:= \frac{-0.53 \cdot K_{11}}{K_{14} \cdot K_{16} \cdot K_{17} \cdot \sin(0.5 \cdot \delta_1)} = -1.086 \\ \nu_{21} &:= 0 \\ \nu_{22} &:= \frac{D \cdot P_{\text{и}}}{2 \cdot (s_1 - c)} \cdot \frac{1}{(K_{2p} \cdot \sigma_{20})} = 0.269 \\ K_{v21} &:= \frac{1 - \nu_{22}}{\left(\frac{1}{3} + \nu_{22} \cdot \nu_1\right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_{22} \cdot \nu_1\right)^2 + (1 - \nu_{22}^2) \cdot \nu_1^2}} = 0.621 \\ K_{v11} &:= \frac{1 - \nu_{21}}{\left(\frac{1}{3} + \nu_{21} \cdot \nu_1\right) + \sqrt{\left(\frac{1}{3} + \nu_{21} \cdot \nu_1\right)^2 + (1 - \nu_{21}^2) \cdot \nu_1^2}} = 0.541 \\ K_1 &:= \min(K_{v21}, K_{v11}) = 0.541\end{aligned}$$

(2.209, 2.210, 2.211, 2.212, 2.213)

Предельное напряжение изгиба:

$$\sigma_{i3} := K_1 \cdot K_{2и} \cdot \sigma_{20} = 155.197 \text{ МПа} \quad (2.214)$$

Допускаемое опорное усилие от нагружения в окружном направлении, вычисляемое по формуле:

$$F_{\text{доп}32} := \frac{0.9 \cdot \sigma_{i3} \cdot \sqrt{D \cdot (s_1 - c)} \cdot (s_1 - c)}{K_{17} \cdot K_{16} \cdot K_{14}} = 9.258 \times 10^5 \text{ Н}$$

$$F_{\text{доп}} := \min(F_{\text{доп}22}, F_{\text{доп}32}) = 9.251 \times 10^5 \text{ Н}$$

Условие прочности при гидраиспытаниях:

$$\text{Услов}_{\text{прочности}} := \begin{cases} \text{"Условия прочности выполняются"} & \text{if } F_{12} \leq F_{\text{доп}} \\ \text{"Условия прочности не выполняются"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Услов}_{\text{прочности}} = \text{"Условия прочности выполняются"}$$

$$F_{12} = 4.378 \times 10^5 \text{ Н} \quad F_{\text{доп}} = 9.251 \times 10^5 \text{ Н}$$

(2.215, 2.216)

Условие прочности при гидроиспытаниях:

$$F_{в2} := F_{12} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{\frac{D}{(s_1 - c)}} \cdot K_{13} \cdot K_{15} = 1.473 \times 10^6 \text{ Н}$$

(2.217)

Эффективное осевое усилие от местных мембранных напряжений, действующих в области опоры:

$$F_{в2} := F_{12} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{\frac{D}{(s_1 - c)}} \cdot K_{13} \cdot K_{15} = 1.473 \times 10^6 \text{ Н} \quad (2.218)$$

Проверка условий устойчивости при гидроиспытаниях:

$$\text{Услов}_{уст} := \begin{cases} \text{"Условие выполняется"} & \text{if } \frac{F_{в2}}{F_{д.p1}} + \frac{M_{11}}{M_{д1}} + \left(\frac{Q_{1p}}{Q_{д1}} \right)^2 \leq 1 \\ \text{"Условие устойчивости в условиях гидроиспытаний НЕ выполняется"} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\text{Услов}_{уст} = \text{"Условие выполняется"}$$

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2К22	Курмель Герман Валериевич

Институт	ИФВТ	Кафедра	ОХХТ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	МАХП

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в русских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Затраты на проектирование, заказ, монтаж и установку нефтегазосепаратора	Расчет общих затрат на проектирование отдельных узлов, их приобретение и установку.
2. Расчет затрат на обслуживание нефтегазосепаратора	График сменности. Баланс эффективного времени одного рабочего. Расчет затрат на заработную плату рабочим, обслуживающим нефтегазосепаратор

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. График сменности
2. Баланс эффективного времени одного рабочего
3. Затраты на заработную плату основных рабочих
4. Затраты на закупку, монтаж и обслуживание нефтегазосепаратора

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечина Ася Александровна	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К22	Курмель Герман Валериевич		

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Цель: Рассчитать затраты на приобретение и обслуживание нефтегазосепаратора.

3.1 Расчет годовой производственной мощности

Расчет производственной мощности для непрерывного производства

$$M = P_{\text{час}} \cdot T_{\text{эфф}} \cdot n, \quad (3.1)$$

где $P_{\text{час}}$, – часовая производительность нефтегазового сепаратора;

$$P_{\text{час}} = 486 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

n – Количество однотипного оборудования. $n = 3$.

$T_{\text{эфф}}$ – эффективное время работы оборудования;

Эффективное время оборудования определяется по формуле:

$$T_{\text{эфф}} = T_{\text{н}} - T_{\text{ппр}} \quad (3.2)$$

где $T_{\text{н}}$ – номинальный фонд работы оборудования;

$$T_{\text{н}} = 365 \text{ дней} \times 24 \text{ часа} = 8760 \text{ часов}; \quad (3.3)$$

$T_{\text{ппр}}$ – время простоя в ремонтах и отмывки за расчетный период;

$$T_{\text{ппр}} = 30 \text{ дней} \times 24 \text{ часа} = 720 \text{ часов}; \quad (3.4)$$

Таким образом:

$$T_{\text{эфф}} = 8760 - 720 = 8040 \text{ ч}. \quad (3.5)$$

Таким образом, годовая производственная мощность:

$$M = 486 \cdot 8040 \cdot 3 = 11722320 \text{ м}^3/\text{год}. \quad (3.6)$$

Коэффициент экстенсивности:

Он характеризуется использованием основного оборудования по времени:

$$K_{\text{экт}} = \frac{T_{\text{эфф.г}}}{T_{\text{н}}} = \frac{8040}{8760} = 0.92 \quad (3.7)$$

Коэффициент интенсивности:

Характеризует использование оборудования по производительности.

$$K_{\text{ИНТ}} = \frac{P_{\text{ФАКТ}} \cdot K_p}{P_{\text{ТЕХН}} \cdot K_{\text{УСТ}}} = \frac{486 \cdot 3}{486 \cdot 3} = 1 \quad (3.8)$$

где: $P_{\text{ФАКТ}}$ - фактическая производительность, $P_{\text{ФАКТ}} = 486 \text{ м}^3/\text{ч}$;

$P_{\text{ТЕХН}}$ - техническая норма производительности, $P_{\text{ТЕХН}} = 486 \text{ м}^3/\text{ч}$;

K_p - количество работающего оборудования;

$K_{\text{УСТ}}$ - количество установленного оборудования

3.2 Расчета годового фонда заработной платы

Основные рабочие на производстве работают в четыре смены по шесть часов.

1 – смена с 8:00 до 20:00. Рабочий А, В.

2 – смена с 20:00 до 8:00. Рабочий С, D.

В – выходной.

Полный цикл – 30 дней, 15 рабочих и 15 выходных. Потом все повторяется.

Таблица 3.1 - График сменности.

Раб дни/ Смены	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Первая смена	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
Вторая смена	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
Выходн ой	C, D	C, D	C, D	C, D	C, D	C, D	C, D	C, D	C, D	C, D	C, D	C, D	C, D	C, D	C, D	A, B	A, B	A, B	A, B	A, B	A, B	A, B	A, B	A, B	A, B	A, B	A, B	A, B	A, B	A, B

Для эффективного фонда рабочего времени составим баланс времени одного среднесписочного рабочего.

Номинальный фонд рабочего времени: (согласно таблице 1, полный цикл – 30 дней, 15 рабочих и 15 выходных. Потом все повторяется.)

$$T_{РАБ} = \frac{T \cdot T_{РАБ.СМ}}{t_{СМ}} = \frac{365 \cdot 15}{30} = 183 \text{ дней.} \quad (3.9)$$

Один среднесписочный рабочий работает 12 часов в сутки, значит календарный фонд рабочего времени одного рабочего $T_{раб} \cdot 12 = 183 \cdot 12 = 2196$ часов в год. (3.10)

Таблица 3.2 - Баланс эффективного времени одного среднесписочного работника.

№	Показатели	Дней	Часы
1	Календарный фонд рабочего времени, $T_{КАЛ}$	365	4380
2	Выходные дни, $T_{ВЫХ}$	182	2184
3	Номинальный фонд рабочего времени, $T_{РАБ} = T_{КАЛ} - T_{ВЫХ}$	183	2196
4	Очередные и дополнительные отпуска	45	540
8	Эффективный фонд рабочего времени	138	1656

Таблица 3.3 - Расчет численности персонала.

Категория персонала	Норма обслуживания, $N_{обс}$	Число смен в сутки, S	Число единиц обор-ния, n	Явочная численность, $N_{яв}$	Коэф-т перехода, $K_{пер}$	Списоч чис-ть, $N_{сп}$
Основные рабочие	1	2	1	2	5,58	4

Для обслуживания нефтегазосепаратора необходимы только основные рабочие (аппаратчики)

3.3 Организация оплаты труда

Рабочим, смены в ночное время оплачивается в повышенном размере на 40%.

Работа в праздничные дни оплачивается работникам, труд которых оплачивается по часовым тарифным ставкам - в размере двойной часовой тарифной ставки.

Расчет годового фонда заработной платы основных рабочих:

Расчёт тарифного фонда зарплаты основных рабочих:

$$З_{\text{тар}} = T_{\text{ст}} \cdot T_{\text{эф.раб}} \cdot N_{\text{сп}}, \quad (3.11)$$

Где $T_{\text{ст}}$ - тарифная ставка соответствующего разряда рабочего.

$T_{\text{ст}} = 250$ руб./час

$T_{\text{эфф}}$ - эффективный фонд рабочего времени. (138 дня, по 1656 часов рабочей смены).

$$T_{\text{эфф}} = 138 \text{ дней} = 1656 \text{ часов.} \quad (3.12)$$

$N_{\text{сп}}$ – списочная численность рабочих 4 человек

$$З_{\text{тар}} = T_{\text{ст}} \cdot T_{\text{эф.раб}} \cdot N_{\text{сп}} = 250 \cdot 1656 \cdot 4 = 1656000 \text{ руб./год.} \quad (3.13)$$

Премияльные 20% от $З_{\text{ТАР}}$:

$$Д_{\text{прем}} = З_{\text{ТАР}} \cdot 20\% / 100\% = 1656000 \cdot 0,2 = 331200 \text{ рублей.} \quad (3.14)$$

Время ночной работы: Смены, работающие с 20:00 до 8:00 принимаем как ночные. Согласно таблице 1 - Графику сменности, полный цикл – 30 дней рабочих (720 ч) и 15 выходных, из них 360 ч. работают в ночь, потом все повторяется.

$$t_{\text{НВ}} = 1656 \cdot 360 / 720 = 828 \text{ часов в году.} \quad (3.15)$$

Доплата за работу в ночное время: (40 % от ($T_{\text{ст}} t_{\text{НВ}}$)).

$$Д_{\text{НВ}} = t_{\text{НВ}} T_{\text{ст}} N_{\text{сп}} 40\% / 100\% = 828 \cdot 250 \cdot 4 \cdot 0,4 = 331200 \text{ рублей.} \quad (3.16)$$

Доплата за работу в праздничные дни ($Д_{\text{ПР}}$):

Официальных праздников в России – 12 дней в году (288 ч.).

12 часовой день, тарифная ставка 250 рублей/час.

Явочное число одной смены составляет два человека, но поскольку рабочие работают в две смены в сутки, явочная численность рабочих в этот день составит четыре человека.

$$Д_{\text{ПР}} = T_{\text{ПР}} T_{\text{ст}} N_{\text{яв}} = 288 \cdot 250 \cdot 4 = 288000 \text{ рублей.} \quad (3.17)$$

Основная зарплата рабочих ($Z_{\text{осн}}$):

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{тар}} + D_{\text{прем}} + D_{\text{нв}} + D_{\text{пр}} = 1656000 + 331200 + 331200 + 288000 = 2606400 \text{ руб. (3.18)}$$

Дополнительная зарплата ($Z_{\text{доп}}$):

$$Z_{\text{доп}} = (D_{\text{н}} * Z_{\text{осн}}) / T_{\text{эфф}} = 45 * 2606400 / 138 = 849913 \text{ рублей. (3.19)}$$

Где $D_{\text{н}}$ – количество дней невыхода на работу по планируемыми причинам (отпуск, гособязанности) 45 дня.

Годовой фонд заработной платы основных рабочих:

$$\Phi ЗП_{\text{год}} = (2606400 + 849913) * 1.5 = 5184469 \text{ рубля. (3.20)}$$

Таблица 3.4 - Порядок расчета годового фонда заработной платы основных рабочих

Этапы расчета	Размер выплат (руб.)
1.Расчёт тарифного фонда зарплаты	1656000
2.Премияльный фонд ($D_{\text{прем}}$)	331200
3.Доплата за работу в ночное время	331200
4. Доплата за работу в праздничные дни	288000
5.Основная зарплата ($Z_{\text{осн}}$)	2606400
6.Дополнительная зарплата	849913
7.Районный коэффициент	1.5
8.Начисления на зарплату	5184469

3.4 Определение потребности в инвестициях

Таблица 3.5 - Объекты и направления инвестиций

Наименование объекта	Кол-во	Общая стоимость руб.
1. НГС	1	600000
2. Инструмент со сроком службы более 1 года	1	40000
3. Производственный инвентарь и принадлежности	2	50000
4. Расходы на монтаж и наладку оборудования		500000
5. Расходы на оборотные средства		1000000
Всего инвестиций		2190000

Стоимость нефтегазового сепаратора 600000 рублей.

Инструмент со сроком службы более 1 года: ручной сварной аппарат стоимость 40000 рублей.

Таблица 3.6. - Расходы на наладку и монтаж выпарного аппарата

Наименование нормативов	% от стоимости оборудования	Расходы руб.
1. На устройство фундаментов	10	60000
2. На технологические трубопроводы	20	120000
3. На антикоррозионные работы	5	30000
4. На кабельные разводки	5	30000
5. На КИПиА	10	60000
6. На монтаж оборудования	22	132000
8. На вспомогательное оборудование	5	30000
9. Общие затраты		462000

Таблица 3.7 - Расчет амортизационных отчислений

Наименование основных средств	Норма аморт. %	1-й год		2-й год		3-й год	
		С _{оф} , тыс.руб.	АО ₁ , тыс.руб.	АО ₂ , тыс.руб.	Остаточ. стоимость	АО ₃ , тыс.руб.	Остаточ. стоимость
НГС	5	600	30	30	540	30	510
Итого		600	30	30	540	30	510

3.5 Итоговые затраты

Таблица 3.8. - Итоговые затраты на приобретение и обслуживание выпарного аппарата

Наименование	1 год	2 год	3 год
Расходы на наладку и монтаж	500000	-	-
Объекты и направления инвестиций	2190000	-	-
Начисления на заработную плату	5184469	5184469	5184469
Амортизационные отчисления	30000	30000	30000
Итого	7454469	5214469	5214469

На эксплуатацию нефтегазосепаратора в первый год мы потратим 7454469 рубля, в последующие два года 5214469 рубля. Это обуславливается тем, что в первый год учитываются затраты на покупку нефтегазосепаратора и его монтаж.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2К22	Курмель Герман Валериевич

Институт	ИФВТ	Кафедра	ОХХТ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	МАХП

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – УБС, аппарат обессоливания и обезвоживания нефти. Рабочая зона – цех подготовки и перекачки нефти Область применения – нефтяная промышленность.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	1.1. Выявление вредных факторов в цехе подготовки и перекачки нефти (при разработке и эксплуатации промышленного оборудования: - вредные вещества, освещение, производственный шум, вибрация; СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96 - физико-химическая природа вредности веществ и их связь с разрабатываемой темой; - действие вредных веществ на организм (метан, углеводороды); СанПин 2.2.1/2.1.1.1200-03 - предлагаемые средства защиты для работы в цехе подготовки и перекачки нефти: 1. Индивидуальные средства защиты – спецодежда, противогазы, резиновые перчатки, защитные очки, резиновые сапоги, каска; 1.2. Выявление опасных факторов при разработке и эксплуатации установок: - термическая опасность (оборудования с повышенной температурой) СанПиН 2.1.7.2790-10; - электробезопасность (наличие химически активной и органической среды, разрушающей изоляцию и токоведущие части электрооборудования) СанПиН 2971-84; - пожаровзрывоопасность (оборудования, работающие под давлением и наличие легковоспламеняющих жидкостей) СанПиН 2.6.1.1192-03;
2. Экологическая безопасность: – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);	- вредные вещества, которые выделяются или используются вовремя производственного процесса в атмосферу (углеводороды, метан);

– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	-проведение анализа воздействий объекта на гидросферу и литосферу (дождевые стоки с территории тех. площадок, сточные воды, шламы); - разработаны решения по обеспечению экологической безопасности
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	- перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения- пожар, взрыв в результате использования взрыво- и пожароопасных веществ; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий: 1. использование огнетушителя, песка, пенораствора, водяного пара. 2. в случае стихийных бедствий отключение подачи электроэнергии, сырья, воды; 3. организационная эвакуация работающих;
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 31.12.2014) -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: технический перерыв, проветривание, полная изоляция от производственных источников шума и вибрации.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ЭБЖ ИНК	Ахмеджанов Р.Р.	д.б.н., профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К22	Курмель Герман Валериевич		

4. «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Улучшение условий труда - важная задача социальной политики, осуществляемой нашим государством. Правительство уделяет большое внимание созданию здоровых и безопасных условий труда. Для решения задач, определяющих эту проблему, нашим государством были разработаны и реализованы многочисленные правовые, технические, экономические и организационные мероприятия.

В России действует законодательство об охране труда, выраженное в правовых, технических и санитарно-гигиенических нормах. Законодательство предусматривает систему надзора и контроля, точного их выполнения, а также ответственности за нарушение законодательства об охране труда.

4.1 Анализ вредных и опасных факторов на УПН «ВФХ»

УПН «ВАХ» относится к категории взрывопожароопасных производств.

При нарушении правил техники безопасности, правил эксплуатации оборудования, норм технологического режима могут возникать ситуации, приводящие к авариям и травмам.

Основное сырье и продукт установки - нефть, которая является легковоспламеняющейся жидкостью, состоящей из смеси углеводородов. Вследствие довольно высокого содержания легких газовых фракций, особенно в сырой нефти, и способности их быстрого выделения в атмосферу возможно образование взрывоопасных смесей. Это особенно важно, так как обычное горение возникает и развивается только в паровой (газовой) фазе, и именно к этой фазе относятся показатели пожарной опасности нефтепродуктов. Для практического использования пределы воспламенения могут быть приняты равными: нижний - 2% об. или 40 г/м³, верхний - 10 % об. или 200 г/м³. Нефти способны при горении прогреваться в глубину, образуя все возрастающий гомотермический слой. Скорость выгорания их 9÷12 см/час, скорость нарастания прогретого слоя при выгорании - 24÷36 см/час, температура прогретого слоя и пламени соответственно 130÷160 и 1100°С.

Деэмульгаторы, используемые на установке, являются пожароопасными и токсичными веществами.

Метанол, применяемый для ввода в газопроводы, является техническим сильнодействующим ядом.

Нефтепродукты, являясь в большинстве случаев хорошими диэлектриками, сохраняют электрические заряды в течение длительного времени.

Газы, выделившиеся в процессе подготовки нефти, являются горючими и способны при утечках образовывать с воздухом взрывоопасные смеси.

При нарушении правил обслуживания механизмов, имеющих движущиеся и вращающиеся части, возможны механические травмы.

При неисправности электрооборудования, электросетей, а также при несоблюдении правил электробезопасности существует возможность поражения электрическим током.

При несоблюдении правил хранения и противопожарных норм возможно загорание смазочных масел и обтирочного материала, деэмульгаторов.

Наличие гидравлических пробок в коммуникациях может вызвать гидравлические удары и разрушение коммуникаций и аппаратов.

Возможно коррозионное разрушение емкостей, арматуры и трубных коммуникаций.

При попадании воздуха в факельную систему возможны взрывы и пожары. Воздушная компрессорная не относится к категории взрывопожароопасных производств, поэтому основным опасным фактором установки является неисправность электрооборудования, электросетей, а также несоблюдение правил электробезопасности.

4.2 Промышленная санитария

Промышленная санитария - система организационных, гигиенических и санитарно-технических мероприятий, предотвращающих воздействие на работающих, вредных производственных факторов согласно [17].

Санитарно-гигиеническая характеристика производственного процесса определяется применением токсичных веществ. С целью обеспечения нормальных санитарных условий все производственные помещения, связанные с применением токсичных веществ обеспечены проточновытяжной вентиляцией.

Сероводород является наиболее токсичным в составе атмосферы объектов по добыче и переработке нефти и газа. Пары сырой нефти малотоксичны. Большее воздействие оказывает попадание нефти на кожные покровы человека, вследствие чего могут возникнуть экземы или дерматиты. Установлено, что токсичность сероводорода возрастет в составе нефтяного газа.

По категориям опасных газовыделений установка относится к опасным с содержанием сероводорода не более 0,2 %. На установке предусмотрены местные отсосы, газ из аппарата направляется через ловушки на факел.

Несмотря на мероприятия, принятые в проекте и перечисленные выше, в производстве возможен контакт обслуживающего персонала с вредными веществами по следующим причинам:

- фоновые постоянные (через неплотности оборудования и запирающих устройств);
- отсутствие герметичности на арматуре;
- возможности разгерметизации оборудования, трубопроводов и арматуры, при продувках скважин, стравливании газа из трубопроводов, аппаратов во время ремонтных работ, открытии предохранительных клапанов;
- при авариях.

Учитывая вышеизложенное, в целях предупреждения профзаболеваний и улучшения условий труда для трудящихся предусматриваются льготы.

Обслуживающий персонал обеспечивается спецодеждой и средствами индивидуальной защиты.

4.3. Метеорологические условия

Метеоусловия зависят от состояния воздушной среды и характеризуются следующими элементами: температурой, влажностью, скоростью движения воздуха, тепловым излучением нагретых поверхностей оборудования и обработыванием деталей и материалов. Для обеспечения этих условий в пределах санитарных норм и поддержанием теплового равновесия между теплом человека и окружающей средой на производстве необходимо проводить ряд мероприятий:

- механизация и автоматизация тяжелых работ;
- дистанционное управление теплоизлучающими процессами и аппаратами;
- рациональное размещение и теплоизоляция оборудования, аппаратов и трубопроводов, излучающих тепло;
- для предупреждения переохлаждений и простудных заболеваний у входа в цех устраивают тамбуры. Для работающих на холоде, предусматривают специально оборудованные помещения для обогрева;

С целью создания нормальных условий работы персонала установлены нормы производственного микроклимата. Эти нормы устанавливают оптимальные и допустимые значения температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха с учетом согласно [18], тяжести выполняемых работ и сезонов года.

Обслуживающий персонал - машинисты и операторы ЦППН, не менее 50% своего рабочего времени находятся в операторной.

Микроклиматические показатели относятся к числу основных факторов, характеризующих условия труда работающих. Их значения заносят в санитарно-технический паспорт производственного объекта. Мероприятия по доведению микроклиматических показателей до нормативных значений включаются в комплексные планы предприятий по охране труда, составляемые администрацией ежегодно.

Нормативные показатели производственного микроклимата установлены [19], а также [18]. Этими нормами регламентируют показатели микроклимата в рабочей зоне производственного помещения: температуру, относительную влажность, скорость движения воздуха и тепловое излучение.

Нормами установлены оптимальные и допустимые температуры относительная влажность и скорость движения воздуха в зависимости от характера производственных помещений, категории выполняемой работы и времени года.

Согласно санитарным нормам, производственные помещения по избыткам явного тепла, изменяющего температуру воздуха в помещениях, условно подразделяют на холодные, характеризующиеся незначительными избытками явного тепла (не более 20 ккал/час на 1 м куб.) и горячие, характеризующиеся значительными избытками явного тепла (более 20 ккал/час на 1 м куб.).

Различают теплый и холодный период года. Теплый период года характеризуется среднесуточной температурой наружного воздуха $+10^{\circ}\text{C}$ и выше, холодный - ниже $+10^{\circ}\text{C}$.

Для операторной ЦППН существует оптимальная и допустимая норма температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне. Оптимальные микроклиматические условия - это такое сочетание параметров микроклимата, которое при длительном воздействии на человека обеспечивает ощущение теплового комфорта и создает предпосылки для высокой работоспособности.

Допустимые микроклиматические условия — это такое сочетание параметров микроклимата, которые при длительном воздействии на человека не могут вызвать дискомфортные теплоощущения и понижения работоспособности.

Для холодного периода года оптимальные и допустимые параметры микроклимата следующие:

- оптимальная температура воздуха $20-23^{\circ}\text{C}$;
- допустимая температура воздуха $19-25^{\circ}\text{C}$;
- оптимальная относительная влажность 40-60%;
- допустимая относительная влажность 75%;
- оптимальная скорость движения воздуха до 0,2 м/сек.;
- допустимая скорость движения воздуха до 0,2 м/сек.

Для теплого периода года оптимальные и допустимые параметры микроклимата следующие:

- температура воздуха 18-22 °С;
- относительная влажность 40-60%;
- скорость движения воздуха до 0,2 м/сек.

Все показатели в операторной соответствуют стандартным нормам [18], и относится к категории Ib.

4.4. Средства защиты работающих

4.4.1. Средства коллективной защиты

С целью защиты от воздействия вредных газов и паров углеводородов производственные помещения снабжены приточной и вытяжной вентиляцией по [22]. На случай аварии предусмотрена аварийная система вентиляции.

В производственных помещениях и на открытых установках предусмотрены датчики сигнализации предельных концентраций углеводородов.

С целью защиты обслуживающего персонала от шумов и вибрации здания и сооружения выполнены согласно санитарным нормам.

Предусмотрено:

1. производственные помещения имеют систему водяного отопления, освещения и вентиляции (механическую и естественную) по [22];
2. состав воздуха блок-боксов насосов внешней и внутренней откачки, ГРП ПТБ, БРХ постоянно контролируется датчиками загазованности с выходом сигнала (светового и звукового) в операторную. При превышении содержания взрывоопасных паров углеводородов нефти выше 5-20% от НКПВ происходит включение вытяжной вентиляции;
3. контроль состояния воздушной среды открытых площадок осуществляется датчиками загазованности с выходом сигнала (светового и звукового) в операторную и переносным газоанализатором;
4. для защиты от шума и вибрации динамического оборудования блок-боксы, в которых они расположены, изготовлены из звукопоглощающих материалов, оборудование надежно закреплено и периодически центруется и балансируется;

5. оборудование заземлено, распределительные щиты и пульты закрыты;
6. от воздействия химических факторов оборудование и установки герметизируют;
7. изоляция трубопроводов с повышенной и пониженной температурой;
8. основные параметры работы оборудования выведены в операторную;
9. предусмотрено дистанционное управление пуском и остановкой оборудования;
10. разработан план ликвидации аварийных ситуаций и проводятся учебно-тренировочные занятия с персоналом для отработки правильных действий.
11. применение звукопоглощающих кожухов на компрессорах;
12. шумопоглощающая изоляция трубопроводов;
13. установка вентиляторов на виброоснове.

4.4.2 Индивидуальные средства защиты

Использование на ЦППН жидких и газообразных углеводородов, влияющих на организм человека, вызывает необходимость применения индивидуальных средств защиты по ГОСТ 12.4.011-89. На ЦППН все виды работ производятся в спецодежде, спецобуви и обязательно в каске.

В соответствии с законодательством РФ о труде по ГОСТ 12.4.011-89, обслуживающий персонал ЦППН обеспечивается средствами индивидуальной защиты (СИЗ):

Для защиты обслуживающего персонала от возможных вредных и опасных производственных и метеорологических факторов используются различные приспособления и одежда:

1. спецодежда зимняя и летняя, предназначенная для защиты рабочих от вредного воздействия нефти и нефтепродуктов, а также от холода;
2. спецобувь, предназначенная для предохранения ног от механических повреждений, от опасностей и вредностей производства, защиты от низких температур;
3. головные уборы для защиты головы от механических повреждений (каска, подшлемник), холода и атмосферных осадков;
4. рукавицы для предохранения рук от механических повреждений, загрязнений, от холода;

5. защитные очки для защиты глаз от механических повреждений, ожогов, пыли и лучистой энергии;
6. противогазы, для защиты органов дыхания и зрения (фильтрующие с коробкой марки "А" и шланговые типа ПШ-1;2 применяются в воздухе с малым содержанием кислорода (менее 18% объемных));
7. предохранительные пояса, при производстве работ связанных с опасностью падения с высоты.
8. для защиты персонала от поражения электрическим током применяются диэлектрические перчатки, коврики, сапоги, резиновые фартуки и прорезиненные костюмы, инструмент с изолированными ручками.
9. фильтрующие противогазы марки БКФ при объемной доле свободного кислорода более 18% и суммарной, объемной доле вредных газообразных веществ не более 0,5%.
10. для защиты от несорбирующихся веществ применяются самоспасатели марок СШ-20м, СПИ-40. Для защиты при внутренней чистке аппаратов водой высокого давления, применяется гидрокостюм.
11. для защиты кожи используются дерматологические средства.
12. для персонала, находящегося в зоне высокого шума, рекомендуются защитные наушники.

4.5. Освещение

Все сосуды и аппараты в ЦППН находятся на открытой площадке при естественном освещении. Естественный солнечный свет характеризуется большой интенсивностью и равномерностью освещения, и создает наилучшие условия для работы. В темное время суток территория ЦППН освещается прожекторами.

В связи с тем, что условия деятельности машинистов и операторов связаны с явным преобладанием зрительной информации, до 90%, особенно важным становится вопрос производственного освещения. Поэтому в производственных помещениях используется искусственное освещение. Для искусственного освещения используют люминесцентные лампы ЛБ - белого цвета или ЛТБ - тепло-белого цвета, мощностью 20, 40, 80 Вт. Согласно действующим санитарным нормам и правилам [18], для искусственного освещения регламентирована наименьшая допустимая освещенность рабочих мест, а для естественного и совмещенного - коэффициент естественной освещенности (КЕО).

Рекомендуемая освещенность для работы с приборами КИША составляет 200 лк, а при работе с приборами КИП и А в сочетании с работой над документацией (ежечасная запись в журнале контроля параметров технологического процесса, работой с регламентом техпроцесса) - 400 лк.

Рекомендуемое значение яркости в поле зрения оператора должно лежать в пределах 2,5%.

Расчет искусственного освещения включает в себя следующие этапы:

- выбор типа лампы;
- выбор величины освещения и величины коэффициента запаса;
- расчет освещения методом коэффициента использования.

Расчет электрического освещения выполняют при проектировании осветительных установок для определения общей установленной мощности и мощности каждой лампы или числа светильников.

Основной метод расчета - по коэффициенту использования светового потока, которым определяется поток, необходимый для создания заданной освещенности горизонтальной поверхности при общем равномерном освещении, с учетом света, отраженного стенами и потолком. Расчет выполняется по следующей формуле:

Определяем отношение расстояния между светильниками L и высота их подвеса h_c . В зависимости от типа светильников отношение L/h_c при расположении светильников прямоугольником может быть равным 1,4-2,0.

При $h_c = 0,3$ м; $L = 0,6$ м.

$$\frac{L}{h_c} = \frac{0.6}{0.3} = 0.2 \quad (4.1)$$

Высота светильников над рабочей поверхностью

$$H_c = h - h_c - h_p \quad (4.2)$$

Где H - общая высота помещения;

h_c - высота подвеса светильников;

h_p - высота от пола до освещаемой поверхности.

$$H_c = 3 - 0.3 - 0.8 = 1,9 \text{ м}$$

Находим расстояние между рядами светильников

$$\begin{aligned} L &= 1.4 \cdot H_c \\ L &= 1.4 \cdot 1.9 = 2.66 \end{aligned} \quad (4.3)$$

Определяем площадь помещения

$$\begin{aligned} S &= A \cdot B \\ S &= 4.5 \cdot 10 = 45 \text{ м}^2 \end{aligned} \quad (4.4)$$

Коэффициент запаса, предусматривающий уменьшение световой отдачи ламп при старении и загрязнении, принимаем равным 1,5. В качестве источника света используются УСП-35 с двумя лампами ЛБ-80. В зависимости от уровня освещенности, площади помещения, и высоты подвеса принимаем удельную мощность лампы $W=20$ Вт/м².

Общая установочная мощность:

$$\begin{aligned} P &= S \cdot W \\ P &= 45 \cdot 20 = 900 \text{ Вт} \end{aligned} \quad (4.5)$$

Находим количество ламп:

$$n = \frac{P}{N} \quad (4.6)$$

N – мощность одной лампы, равна 80 Вт.

$$n = \frac{900}{80} = 12 \text{ шт.} \quad (4.7)$$

Светильники устанавливаются в три ряда.

$$F_{расч} = F_{табл} + (-)10\% \quad (4.8)$$

При расчете общего равномерного освещения принимаем метод коэффициента использования.

Величина светового потока лампы определяется по формуле:

$$F = \frac{E \cdot K \cdot S \cdot Z}{n \cdot q} \quad (4.9)$$

Где E – минимальная освещенность;

k – коэффициент запаса;

n – число ламп в помещении;

q – коэффициент использования;

Z – коэффициент равномерности.

Для определения значения коэффициента использования необходимо знать индекс помещения, который вычисляется по формуле:

$$i = \frac{S}{H_c \cdot (A + B)} \quad (4.10)$$

где S – площадь помещения, 45 м²;

H_c – высота расположения светильника над рабочей поверхностью, 1,9 м;

A и B – стороны помещения, м.

$$i = \frac{45}{1.9 \cdot (4.5 + 10)} = 1.6$$

По таблице определяем коэффициент использования $q=45$ ($g_{потолка}=70$ и $g_{стен}=50$), коэффициент равномерности освещения $Z=0.9$.

$$F = \frac{E \cdot K \cdot S \cdot Z}{n \cdot q} = \frac{400 \cdot 1.5 \cdot 45 \cdot 0.9}{12 \cdot 0.45} = \frac{24300}{5.4} = 4500 \text{ лм};$$

Так как весь процесс автоматизирован, то присутствие обслуживающего персонала при нормальной работе оборудования не обязательно.

Регламентом технологического процесса предусмотрено не реже одного раза за 2 часа в смену, обходить рабочее место, границы которого также указаны в регламенте.

Рекомендуемая освещенность для работы в ночное время составляет 80 лк. В местах отбора проб приборов КИПиА, расположенных "по месту" освещенность должна составлять 200 лк.

4.6. Шумы и вибрации

На данном производстве источниками шума и вибрации являются: машинный зал компрессорной, насосной и печи подогрева нефти.

Повышение уровня шума и вибрации оказывает вредное воздействие на организм человека, производственное оборудование, коммуникации и сооружения. Все это предусматривает необходимость разработки и осуществления комплекса инженерно-технических и организационных мероприятий для снижения шума и вибрации до величин, установленных санитарными нормами и [21].

Для постоянных рабочих мест и рабочей зоны в производственном помещении и на территории предприятия допустимый уровень шума - 85 ДбА. Уровень шума в боксах составляет максимально 90 и 100 ДбА. Помещения внутри боксов не являются постоянными рабочими местами. Боксы своими стенами из металла и полиуретанового пенопласта препятствуют выходу наружу шума. Обслуживающий персонал находится в боксах только при пуске и контрольных обходах. Контроль за нормальной работой машин в боксах производится из операторной. Снижение уровня шума в боксах при длительном пребывании, например, при ремонтах, достигается индивидуальными средствами защиты от шума. Для постоянных рабочих мест и рабочей зоны в производственном помещении и на территории предприятия допустимый уровень шума - 85 ДбА.

Снижение шума и вибрации достигается:

- уменьшением шума и вибрации в источнике их образования;
- изоляцией источников средствами звуко- и виброизоляции, звуко- и вибропоглощения;
- принятием архитектурно - планировочных решений, предусматривающих рациональное размещение оборудования, машин и механизмов.

Средствами индивидуальной защиты от шума и вибрации являются ушные вкладыши, наушники и шлемофоны, а также сапоги на высокой прорезиненной подошве. Эффективность индивидуальных средств защиты зависит от

используемых материалов, конструкции, силы прижатия, правильности ношения. Ушные вкладыши вставляют в слуховой канал уха. Их изготавливают из легкого каучука, эластичных пластмасс, резины, эбонита и ультратонкого волокна. Они позволяют снизить уровень звукового давления на 10...15 дБ. В условиях повышенного шума применяют наушники, которые обеспечивают надежную защиту органов слуха. Так, наушники ВЦНИОТ снижают уровень звукового давления на 7...38 дБ в диапазоне частот 125...8000 Гц. Для предохранения от воздействия шума с общим уровнем 120 дБ и выше применяются шлемофоны, которые герметично закрывают всю околоушную область и снижают уровень звукового давления на 30...40 дБ в диапазоне частот 125...8000 Гц.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования, и защиты, работающих от вибрации, используют различные методы. Борьба с вибрацией в источнике возникновения связана с установлением причин появления механических колебаний и их устранением, например, замена кривошипных механизмов равномерно вращающимися, тщательный подбор зубчатых передач, балансировка вращающихся масс и т.п. Для снижения вибрации широко используют эффект вибродемпфирования – превращение энергии механических колебаний в другие виды энергии, чаще всего в тепловую. С этой целью в конструкции деталей, через которые передается вибрация, применяют материалы с большим внутренним трением: специальные сплавы, пластмассы, резины, вибродемпфирующие покрытия. Для предотвращения общей вибрации используют установку вибрирующих машин и оборудования на самостоятельные виброгасящие фундаменты. Для ослабления передачи вибрации от источников ее возникновения полу, рабочему месту, сиденью, рукоятке и т.п. широко применяют методы виброизоляции. Для этого на пути распространения вибрации вводят дополнительную упругую связь в виде виброизоляторов из резины, пробки, войлока, асбеста, стальных пружин. В качестве средств индивидуальной защиты, работающих используют спец. обувь на массивной резиновой подошве. Для защиты рук служат рукавицы, перчатки, вкладыши и прокладки, которые изготавливают из упругодемпфирующих материалов.

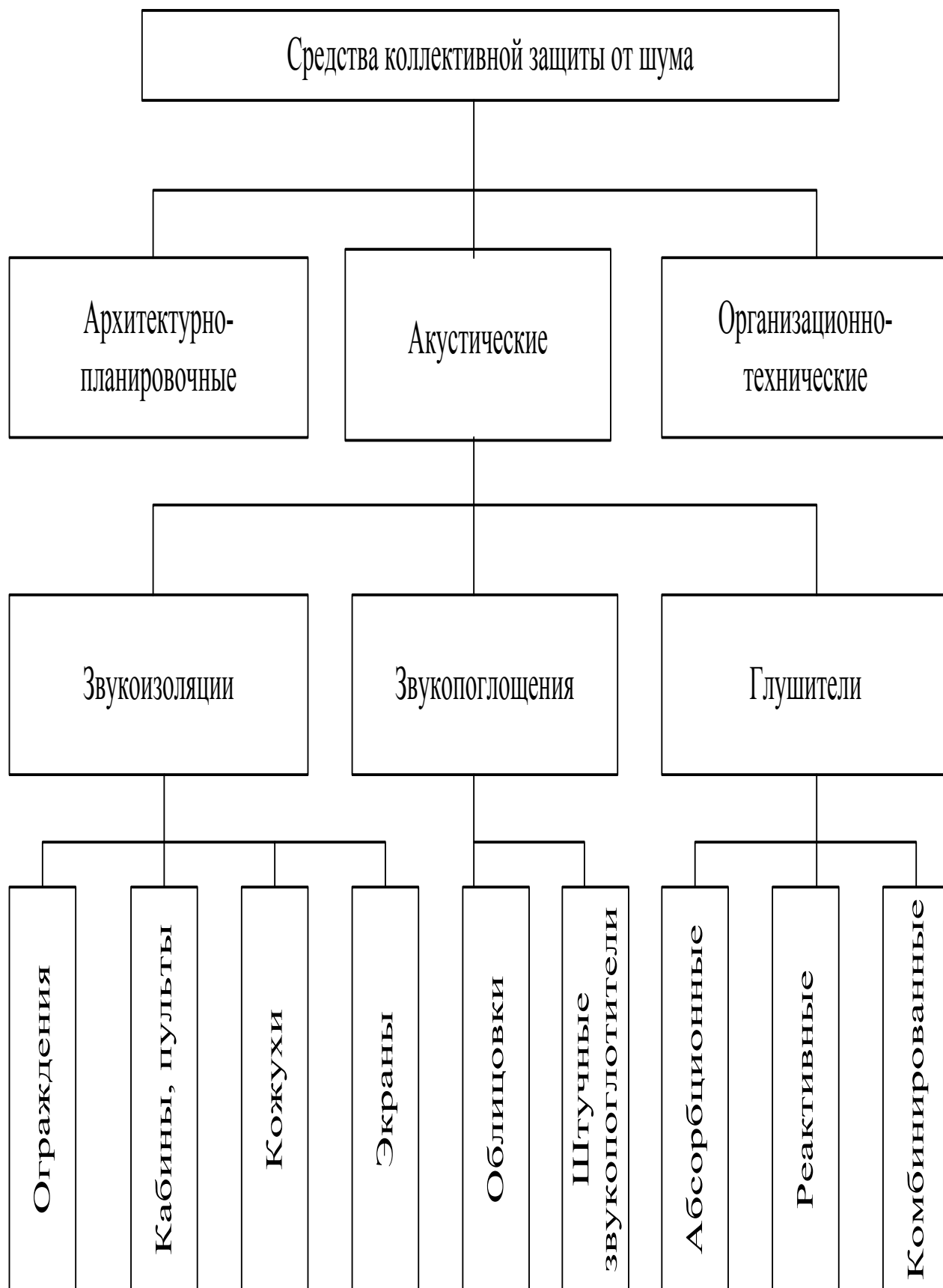


Рисунок 4.1 - Средства коллективной защиты от шума на пути его распространения.



Рисунок 4.2 - Средства коллективной защиты от вибрации.

4.7 Техника безопасности технологического процесса

Среди большого числа отличающихся по характеру процессов химической технологии, можно выделить группу процессов, которые при определённых условиях, возникающих вследствие нарушения регламента, выходят в аварийные режимы с последствиями различной степени тяжести. К технологическому процессу подготовки нефти применимы общие требования безопасности согласно [20]. Процесс отделения нефти от газа является потенциально опасным.

Основные причины возникновения аварийных ситуаций в данном случае можно свести к следующим:

1. скорость химического превращения веществ растёт, что приводит к увеличению количества выделяемого тепла, подъёму температуры, интенсивному газовыделению;
2. нарушение режима удаления газов и паров, что приводит к увеличению давления.

Оба отклонения возникают при отказах средств автоматизации, оборудования, стоящего на линии отвода газов и паров из установки и при ошибках обслуживающего персонала.

Надёжное средство защиты потенциально опасных процессов - создание автоматических систем защиты. Параметры, характеризующие течение процесса, должны поддерживаться постоянными.

Все требования безопасности к производственному процессу закладываются при их проектировании и реализуются при организации и проведении технологического процесса. При этом они должны предусматривать следующее:

1. устранение непосредственного контакта работающих с исходными материалами, готовой продукцией и отходами производства;
2. герметизацию оборудования;
3. применение систем контроля и управления технологическим процессом, обеспечивающих защиту работающих и аварийное отключение производственного оборудования;
4. своевременное получение информации о возникновении опасных и вредных производственных факторов;

5. своевременное удаление и обезвреживание нефти в местах разлива;
6. применение средств индивидуальной защиты работающих.

Требования безопасности к технологическому процессу включают в нормативно - техническую и технологическую документацию. Основные требования безопасности:

1. запрещается затяжка фланцевых соединений, крышек, люков и другие ремонтные работы на аппаратах и трубопроводах, находящихся под давлением;
2. отбор проб нефти через неисправные пробоотборники не допускается;
3. запрещается оставлять пробоотборные краники открытыми в случае закоксования или замерзания;
4. при отборе проб находиться у запорной арматуры с наветренной стороны, ведя постоянное наблюдение за дренируемой жидкостью, не допуская выброса газа или нефтепродукта;
5. в случае образования ледяной пробки в дренаже аппарата или трубопровода, находящегося под давлением, необходимо отключить участок трубопровода или аппарат от общей системы и отпарить снаружи.

4.8. Безопасность технологического оборудования

Установка блочная сепарационная (УБС) относится к специализированному оборудованию отделения нефти от газа. Оборудование не должно быть источником неблагоприятных воздействий, оно должно быть разработано с учетом возможностей человека, оборудование должно отвечать требованиям безопасных условий труда при его эксплуатации и [22].

Наиболее частые причины аварий и взрывов сосудов, работающих под давлением:

- несоответствие конструкции максимально допустимому давлению и температуре;
- превышение давления сверх предельного;
- потеря механической прочности аппарата (коррозия, внутренние дефекты металла, местные перегревы);
- несоблюдение установленного режима работы аппарата;

- недостаточная квалификация обслуживающего персонала;
- отсутствие технического надзора.

Конструкция аппарата должна быть надежной, обеспечивать безопасность при эксплуатации и предусматривать возможность осмотра, очистки, промывки, продувки и ремонта.

Сосуды с внутренним диаметром более 800 мм снабжаются достаточным для осмотра и ремонта числом люков - лазов, расположенных в доступных местах.

Сварные швы сосудов выполняются только стыковыми. Швы должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже, эксплуатации и ремонте сосудов и аппаратов.

Материалы, применяемые для изготовления сосудов и аппаратов, должны обладать хорошей свариваемостью, а также прочностными и пластическими характеристиками, обеспечивающими надёжную и долговечную работу сосудов и аппаратов в заданных условиях эксплуатации.

4.9 Электробезопасность

Электробезопасность в ЦППН в соответствии с [23] обеспечивается:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Отдельно или в сочетании с другими применяется:

- защитное заземление;
- зануление;
- защитное отключение;
- выравнивание потенциала;
- использование малых напряжений;
- изоляция токоведущих частей;
- электрическое разделение сетей;
- предупредительная сигнализация, блокировка;
- использование знаков безопасности;
- электрозащитные средства.

Для обеспечения безопасной работы в электроустановках выполняется комплекс организационных мероприятий:

- организуется инструктаж и обучение безопасным методам работы;
- проверка знаний правил безопасности;
- допуск к работе оформляется в соответствующем наряд-допуске.

Основными причинами поражения электрическим током являются:

а) случайные прикосновения к токоведущим частям под напряжением в результате:

- ошибочных действий при проведении работ;
- неисправности защитных средств, которыми пострадавший касался токоведущих частей.

б) появление напряжения на металлических конструктивных частях оборудования в результате:

- повреждения изоляции токоведущих частей;
- замыкание фазы сети на землю;
- падение провода, находящегося под напряжением, на конструктивные части электрооборудования.

в) появление напряжения на отключенных токоведущих частях в результате:

- ошибочного включения отключенной установки;
- замыкания между отключенными и находящимися под напряжением токоведущими частями;
- разряда молнии в электроустановку и др.

г) возникновение напряжения шага на участке земли, где находится человек в результате:

- замыкания фазы на землю;
- выноса потенциала протяженным токопроводящим предметом и др.

Вероятность исключения указанных причин зависит от обучения персонала.

Основными мероприятиями по защите от электротравм являются:

- обеспечение недоступности токоведущих частей путем использования изоляции, ограждений, расположения указанных частей на высоте, в корпусах и в оборудовании;
- применение малых напряжений в местных и переносных источниках света;

- использование изоляции токоведущих частей;
- применение средств коллективной защиты от поражения электрическим током, таких как заземление, зануление, защитное отключение;
- обучение и аттестация персонала.

Для защиты от статического электричества и вторичных проявлений молний, аппараты, трубопроводы и металлоконструкции, имеющие контакт с пожаровзрывоопасными средами, должны быть заземлены.

СИЗ: для защиты персонала от поражения электрическим током применяются диэлектрические перчатки, коврики, сапоги, резиновые фартуки и прорезиненные костюмы, инструмент с изолированными ручками.

СКЗ: к средствам коллективной защиты от поражения электрическим током относятся: заземление, зануление, защитное отключение, изоляция, ограждение, блокировка, пониженные напряжения, сигнализация и плакаты, электрозащитные средства, электрическое разделение сетей.

4.9.1 Категории опасности помещений

В отношении опасности поражения людей электрическим током различают:

Помещения без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность.

Помещения с повышенной опасностью, которые характеризуются наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность:

- сырость;
- токопроводящая пыль;
- токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т.п.);
- высокая температура;
- возможность одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям, технологическим аппаратам, с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой.

В данном предприятии не имеются помещения с повышенной опасностью.

4.9.2 Первичные критерии электробезопасности

До настоящего времени нет однозначных нормативных данных по допустимым для человека токам и напряжениям. Это объясняется сложностью физиологических процессов при протекании тока через тело человека, неоднозначностью реакции организма отдельных людей на одинаковые токи и техническими трудностями выполнения наиболее жестких требований электробезопасности при разработке электроустановок.

4.10 Молниезащита

Разряды атмосферного электричества способны вызывать взрывы, пожары и разрушения зданий и конструкций.

Виды воздействия молний:

- первичное, вызывающее непосредственное разрушение;
- вторичное, посредством явлений статического электричества и электромагнитной индукции здания и сооружения подлежат молниезащите в соответствии с СН 305-77 для зданий и сооружений, отнесенных к 1-ой категории молниезащиты. Это здания и сооружения, где длительное время сохраняются и систематически возникают взрывоопасные смеси газов, паров, пыли, перерабатываются и хранятся взрывоопасные вещества.

На ЦППН предусмотрена защита зданий, сооружений, оборудования, трубопроводов от прямых попаданий ударов молнии путем присоединения корпусов установок, отдельных емкостей и аппаратов к заземляющему контуру и установкой молниеприемников.

4.11 Пожаровзрывоопасность

Пожаровзрывоопасность технологических процессов в значительной степени определяется физико-химическими свойствами сырья, промежуточных и конечных продуктов. Газ, который образуется в результате отделения нефти от газа в установке и имеющий концентрационные пределы воспламенения в воздухе, относится к горючим.

К опасным и вредным факторам, которые могут воздействовать на людей в результате пожара и взрыва, относятся: пламя, ударная волна, обрушение коммуникаций и оборудования, выход из поврежденных аппаратов, содержащихся в них вредных веществ и др.

Рекомендации ГОСТ определяют два основных принципа обеспечения пожаровзрывоопасности:

- предотвращение образования горючих и взрывоопасных концентраций сред;
- пожаро- и взрывозащита технологических процессов.

В целях пожаровзрывобезопасности на территории сепараторов применение для освещения факелов, спичек, керосиновых фонарей и других источников открытого огня. При отсутствии освещения разрешается пользоваться только пожаровзрывобезопасными аккумуляторными фонарями. Использованный обтирочный материал складывать в металлические ящики и по окончании работ выносить в безопасное в пожарном отношении место. Курение на территории цеха разрешается только в специально отведенных местах.

Оборудование выбрано во взрывобезопасном исполнении.

4.11.1 Характеристика технологического процесса по взрывопожароопасности и вредности применяемого сырья, продуктов и материалов

Технологический процесс установки подготовки нефти по показателям пожаро- и взрывоопасное относится к взрывопожароопасному.

В аппаратах и трубопроводах установки одновременно может находиться до 14000 м³ нефти.

Технологический процесс характеризуется наличием следующих опасных и вредных производственных факторов:

- процесс ведется при избыточном давлении (до 5,2 кгс/см²) и при повышенной температуре до 50 °С;
- температура пламени в печи нагрева нефти достигает 1600-1700 °С, продуктов сгорания, циркулирующих и омывающих змеевик 800 -900 °С, а отходящих дымовых газов 650 °С;
- давление нагнетания насосов внешней перекачки составляет 28 - 37 кгс/см²;

- в качестве топлива для печей ПТБ-10 используется природный газ основное сырье и продукт установки - нефть, которая является легко воспламеняющейся жидкостью, состоящей из смеси углеводородов. В следствии довольно высокого содержания легких газовых фракций, особенно в сырой нефти, и способности их быстрого выделения в атмосферу, возможно образование взрывоопасных смесей.

Это особенно важно, так как обычное горение возникает и развивается только в паровой (газовой) фазе, и именно к этой фазе относятся показатели пожарной опасности нефтепродуктов.

Нефти способны при горении прогреваться в глубину, образуя все нарастающий гомотермический слой. Скорость выгорания их 9-12 см/час, скорость нарастания прогретого слоя при выгорании -24-36 см/час, температура прогретого слоя и пламени соответственно 130-160 и 1100 град С.

- применяемых метанолосодержащих химреагентов;
- возможностью образования взрывоопасных концентраций углеводородов при проведении зачистных или ремонтных работ в емкостях и резервуарах, а также при отпуске и приеме нефти открытым способом;
- возможностью накопления зарядов статического электричества при движении нефтепродуктов по трубопроводам, сливе и наливке автоцистерн, заполнении и откачке РВС и т.д.;
- возможность получения механических травм при нарушении правил обслуживания механизмов, движущихся и вращающихся частей;
- возможность поражения электрическим током при неисправности электрооборудования, а также при несоблюдении правил электробезопасности;
- возможность загорания смазочных масел и обтирочного материала при несоблюдении правил хранения и противопожарных норм;
- возможность разрушения коммуникаций и аппаратов при наличии гидравлических пробок;

- возможно коррозионное разрушение емкостей, арматуры и трубных коммуникаций.

Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства приведены в таблице 4.1

Противопожарная и пожарная опасность, санитарная характеристика производственных зданий, помещений и наружных установок приведена в таблице 4.2.

Установка подготовки нефти укомплектована первичными средствами пожаротушения в соответствии с нормами (ППБО).

Также ЦППН оборудован автоматической системой пожаротушения (АСПТ).

Состав АСПТ:

- Установка охранно- пожарной сигнализации «ТОПА3»
- Извещатели пожарные автоматические тепловые ИП 103 — 4/1 (МАК —I)
- Извещатели пожарные автоматические ИП103-1В
- Извещатели пожарные ручные
- Щиты пожарной автоматики и сигнализации АСПТ
- Насосная водотушения
- Насосная пенотушения
- Трубопроводы подачи пены
- Трубопроводы подачи воды (на орошение)

Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства - Таблица 4.1

№ п/п	Наименование сырья, полу-продуктов, готовой продукции, отходов производства	Агрегатное состояние	Класс опасности (ГОСТ 12.1.007 – 76)	Температура			Концентрационный предел взрываемости		Характеристика токсичности (воздействия на организм человека)	Предел ьно – допустимая концентрация веществ в в воздухе рабочей зоны производственных помещений (ГОСТ 12.1.005-88)
				вспышки	воспламенения	самовоспламенения	Нижний предел	Верхний предел		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	нефть	жидкость	IV	35	200	230-250	1.2	7.5	При работе с сырой нефтью возможны отравления или кожные поражения, т.к. пары парафиновых и нафтеновых углеводородов обладают наркотическим действием и вызывают судороги. При высоком содержании ароматических углеводородов возможно бензольное отравление, сопровождающееся резким изменением состава крови.	300

2	метан этан пропан бутан изо- бутан	газ	IV			250- 300	5 2.9 2.1 1.8 1.8	15.7 15 9.5 9.1 38	Газ, попадая в организм человека, оказывает на него вредное физиологическое воздействие. Это действие может быть удушающим, если оно обусловлено недостатком кислорода во вдыхаемом воздухе. Общий характер действия повышенных концентраций углеводородов.	300
3	пентан изо- пентан гексан	жидкос ть	IV	35	20 0	230- 250	1.4 1.3 1.2	1.8 28 7.5	Общий характер действия повышенных концентраций углеводородов.	300
4	метанол	жидкос ть	III	8	13	464	6	34.7	Метанол – сильнодействующий яд, вызывающий поражение центральной нервной системы и сердечно-сосудистой системы. При попадании внутрь вызывает слепоту и смерть. Тяжелое отравление, сопровождающееся слепотой, вызывает 5 – 10 см ³ .	5
5	этиловы й спирт	жидкос ть	IV				3.3	19		1000

--	--	--	--	--

6	бензол толуол	жидкос ть	II III				1.4 1.3	6.11 6.7	Вызывают отравления, сопровождаящи еся резким изменением состава крови.	5 50
7	ацетон	жидкос ть	IV				2.2	13		200
8	деэмуль гатор	жидкос ть	IV	8- 40					Деэмульгаторы относятся к токсическим веществам. При длительном воздействии его паров возможно отравление. Признаками отравления считаются головная боль, тошнота, головокружение , шум в ушах, общая слабость.	

№ п/ п	Наименование производственны х зданий, помещений, наружных установок	Категория взрывопожарно й и пожарной опасности помещений и зданий	Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования (ПУЭ)		Группа производственн ых процессов по санитарной характеристике
			Класс взрывоопасно й или пожароопасно й зоны	Категория и группа взрывопо- жароопасны х смесей	
1	2	3	4	5	6
1	Склад хим. реагентов		В – 1Г	II А, Т 3	III б
2	БРХ №1, №2, №3	А	В – 1а	II А, Т3	III б
3	Технологическая площадка		В – 1Г	II А, Т3	III б
4	Дренажные емкости ОГ - 200		В – 1Г	II А, Т 3	III б
5	ГРП ПТБ – 10 №1, №2, №3	А	В – 1а	I, Т 1	III б
6	Площадка подготовки топливного газа (ППТГ)		В – 1Г	I, Т 1	III б
7	Факельная установка		В – 1Г	I, Т 1	III б
8	Сатурн №1, №2, №3	Д			1а
9	Дренажные емкости ЕПП №1 – 10		В – 1Г	II А, 3	III б
10	Карэ РВС №1, №2		В – 1Г	II А, Т 3	III б
11	Карэ РВС №3, №4, №5, №6, №7, №8		В – 1Г	II А, Т 3	III б
12	Насосная внешней перекачки	Б	В – 1а	II А, 3	III б
13	Насосная внутренней перекачки	Б	В – 1а	II А, 3	III б
14	Помещение КУУН	Б	В – 1а	II А, 3	III б
15	Узел отпуска нефти		В – 1Г	II А, 3	III б
16	Насосная пенотушения	Д			
17	Насосная водотушения	Д			

18	Узел задвижек пены	Д			
19	Узел задвижек воды	Д			
20	Административное помещение	Д			I а
21	Станция азототушения	Д			I а
22	Операторная	Д			I а
23	Слесарная мастерская	Д			I а
24	Лаборатория КИПиА	Д			I а
25	Склад блочный	Д			
26	Помещение химико-аналитической лаборатории	Б			III б
27	Кабинет начальника лаборатории	Д			
28	Вагон - сушилка	Д			
29	Склад-контейнер	Д			
30	Склад лаборатории	Б			
31	Кабинет начальника цеха	Д			I а

4.11.2 Система азотного пожаротушения

Система азотного пожаротушения состоит из двух ресиверов со сжатым азотом, объемом 25 м^3 каждый, оснащенных запорной арматурой, трубопроводами, приборами КИПиА, предназначенную при возникновении пожара производить тушение огня в закрытом объеме печи.

Азот концентрацией не ниже 95 % об. получают из воздуха непосредственно на производственной площадке с помощью мембранной воздухоразделительной установки типа АПТ - Мб - 95М и закачивают в ресиверы.

В случае возгорания азот поступает в технологический объем и обеспечивает быстрое и надежное тушение пожара без побочного воздействия на оборудование и персонал.

Первичные средства пожаротушения: огнетушители, кошма, противогазы, для защиты органов дыхания и зрения (фильтрующие с коробкой марки "А" и шланговые типа ПШ-1;2 применяются в воздухе с малым содержанием кислорода (менее 18% объемных)); фильтрующие противогазы марки БКФ при объемной доле свободного кислорода более 18% и суммарной, объемной доле вредных газообразных веществ не более 0,5%.

4.12 Охрана окружающей среды

Генеральный план представляет собой вычерченную в масштабе схему предприятия с изображенными на ней проектируемыми и существующими зданиями и сооружениями, дорогами и проездами, благоустройством и озеленением территории. Цех удален на расстояние 1 км от поселка.

Природные условия района строительства:

- площадка строительства расположена в климатическом подрайоне 1В, с резко континентальным климатом, с продолжительной суровой снежной зимой и коротким летом.
- абсолютная минимальная температура - 55°C .
- абсолютная максимальная температура $+ 36^{\circ}\text{C}$.

- высота снежного покрова 60 см.

- рельеф спокойный. Абсолютные отметки поверхности измеряются 125 -132,5 м. Грунты основания зданий относятся к средне и сильно пучистым.

На площадке вскрыты два водоносных горизонта. Верховода встречается на глубине 1-3 м и имеет мощность до 5 м. Грунтовые воды вскрыты на глубине 11-13 м. Амплитуда сезонных колебаний составляет 10 м.

С целью охраны воздушного бассейна выполнены следующие мероприятия:

- сброс углеводородных газов на факел с КСУ, освобождение оборудования для ремонта и в аварийных случаях производится на факельную установку;

- высота дымовых труб и факельного ствола выбраны с учетом рассеивания вредных веществ, при выбросе их через трубы;

- уплотнительные поверхности фланцев, трубопроводов, подающих углеводороды, имеют исполнение «шип-паз», «выступ-впадина»;

- компрессорные и основные насосы выполнены в герметичном исполнении и оборудованы системами блокировок, которые останавливают

аппарат при нарушении технологического процесса;

- факельная установка обеспечивает безопасное освобождение

производства от всех легких горючих сред [16].

Для бездымного горения углеводородов на факел подается водяной пар. Контроль наличия в воздухе углеводородов осуществляется датчиками дозрывных концентраций типа СТМ-10, которые установлены в местах возможного возникновения утечек.

4.12.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

На территории месторождения основными загрязняющими атмосферу веществами являются диоксид азота, окиси углерода, углеводороды, образующиеся в результате сгорания газа на факельных установках, нефти в котельной, углеводороды нефти и попутного газа, обусловленные потерями за счет испарения в системах сбора, хранения и транспорта нефти, а также углеводороды, выделяющиеся в результате залповых выбросов. Залповые выбросы из технологических аппаратов происходят при проверке работоспособности предохранительных клапанов, а также при аварийных ситуациях. Залповые выбросы от технологических аппаратов по существующей технологии направляются на факел сжигания газа.

Снижение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы обеспечивается безаварийной работой технологического оборудования в режиме нормальной эксплуатации промысла.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха, проектными решениями предусматривается ряд мероприятий по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу:

- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти и газа;
- стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- частичная, а в перспективе полная утилизация попутного газа;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов в аварийные емкости или на факел;
- испытание оборудования на прочность и герметичность после монтажа;
- применение современного блочно-комплексного оборудования заводского изготовления.

4.12.2 Способ утилизации легких горючих

Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества.

При бурении скважин рекомендуется использовать замкнутую герметичную систему циркуляции бурового раствора, применять герметичные и закрытые емкости для хранения нефти и ГСМ, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы ДВС, утилизировать попутный нефтяной газ, предупреждать газопроявления, предусмотреть автоматическое отключение нефтяных скважин при прорыве выкидной линии.

Таблица 4.4

№ п/п	Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³	Класс опасности	Параметры выбросов	
				г/сек	т/год
1.	Двуокись азота	0.085	2	0.078	1.230
2.	Окись углерода	5.000	4	0.220	4.88
3.	Углеводороды	50(ОБЦВ)	4	9.140	298.8
4.	Сажа	0.15	3	0	2
5.	Метанол	1	3	0.041	1.290

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. По возможности факельные газы собирать в газгольдер для дальнейшего его использования, предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

Необходимо обустроить площадь герметизированной системой сбора, подготовки и транспорта нефти. Продукты стабилизации нефти необходимо утилизировать, отправив их на рецикл, а не сжигать на факелах.

Нефтяные резервуары необходимо оборудовать клапанами в северном исполнении типа КДС в комплексе с дисками-отражателями и ГУС.

В качестве топлива рекомендуется использовать природный газ, процесс сжигания топлива следует оптимизировать.

О всех выбросах вредных веществ в случае аварии НГДУ должно сообщить в установленном порядке Комитету по охране природы по территориальной принадлежности.

4.12.3 Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов

Отрицательное воздействие на химический состав поверхностных и подземных вод, на флору и фауну водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и высокоминерализованных вод. При попадании нефти в водоемы образуется пленка на поверхности воды, препятствующая воздушному обмену. Стоки нефтяных промыслов, а также населенных пунктов в районе добычи углеводородного сырья содержат нефтепродукты, а также органические соединения фенола, СПАВ, ионы металлов, хлориды, сульфаты, разнообразные компоненты буровых растворов и другие загрязняющие вещества

Основные мероприятия, способствующие охране водоемов, сводятся к следующему:

- 1) запрещается сброс сточных вод в водные объекты, необходимо после доочистки использовать их в системе ППД для оборотного водоснабжения.
- 2) установление и поддержание водоохраных зон.
- 3) максимально возможное вынесение объектов из экологически уязвимых зон.

- 4) герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин, своевременный профилактический осмотр, ремонт оборудования, трубопроводов, арматуры.
- 5) использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района.
- 6) 100% контроль качества сварных стыков физическим методом, испытание трубопроводов на прочность и плотность.
- 7) переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно.
- 8) отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока.
- 9) бетонирование оснований технологических площадок с бортиком по периметру под оборудование, где возможны утечки нефтепродуктов.
- 10) сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей передачей на ДНС.

4.13 Чрезвычайные ситуации

4.13.1 Производственные аварии

Аварии на ЦППН могут произойти из-за утечки взрывоопасной смеси через неплотности оборудования и трубопроводов, несоблюдения норм технологического режима, повреждения оборудования, замыкания электрооборудования и т.п.

При возникновении пожара обслуживающему персоналу необходимо:

- локализовать очаг возгорания;
- сообщить начальнику смены, позвонить по телефону в пожарную часть;
- не входить в зону задымления при видимости менее 10 м;
- при движении через горящее пространство накрыться с головой мокрым куском плотной ткани;

- тушение электрооборудования и электропроводки осуществляется только после их обесточивания, либо используя углекислотный огнетушитель;

- производство остановить, на щите в операторной нажать кнопку «СТОП»,

- что приведет к отработке команды (программы) «СТОП» в автоматическом режиме;

- взрывоопасные участки отглушить.

При утечке вредных веществ необходимо быстро покинуть зону выброса перпендикулярно направлению ветра (движению облака газа). При необходимости использовать самоспасатель.

4.13.2 Стихийные бедствия

Возможные стихийные бедствия:

- Ураганы - ветры большой силы и значительной продолжительности, скорость

- воздушного потока 32 м/сек;

- Наводнение;

- Снежные заносы и обледенения;

- Оползни;

- Пожары.

Стихийные бедствия - это такие явления природы, которые вызывают экстремальные ситуации, нарушают нормальную жизнедеятельность людей и работу объектов, к ним относятся:

- землетрясения - наиболее опасные и разрушительные стихийные бедствия. Область возникновения подземного удара является очагом землетрясения, в пределах которого происходит высвобождение накапливающейся энергии;

- наводнение – временное затопление значительной части суши в результат действия сил природы. Наводнения могут быть вызваны: выпадением обильных осадков или интенсивным таянием снега;

- снежные лавины, заносы и обледенения - одно из проявлений стихийных сил в зимний период. Они возникают в результате обильных

снегопадов, которые могут продолжаться от нескольких часов до нескольких суток;

- бури и ураганы - возникают при прохождении глубинных циклонов и представляют собой движение воздушных масс. Несут большие разрушения.

В случае перечисленных стихийных бедствий необходимо на ЦППН произвести аварийную остановку и срочно эвакуироваться согласно плана эвакуации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы был проведен технологический расчёт, целью которого явилось определение основных параметров нефтегазосепаратора: диаметра, длины и объема аппарата, по которым был выбран стандартный нефтегазосепаратор.

Проведён конструктивный расчет, в котором был проведен расчет и подбор стандартных патрубков для ввода нефтегазовой эмульсии, вывода нефти и газа, для люк-лаза.

Проведён механический расчёт, где были рассчитаны толщины стенок: цилиндрической обечайки и эллиптических днищ. Были подобраны стандартные фланцы, и произведен прочностной расчет фланцевых соединений на прочность и герметичность. Проведен расчет укрепления отверстий патрубков штуцеров. Подобраны стандартные: люк-лаз, крышка и ручка к люк-лазу. Для аппарата были рассчитаны стандартные опоры.

Также, в дипломной работе представлены разделы: «Социальная ответственность», «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Г. С. Лутошкин. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: Учебник для вузов. – 3-е изд., стереотипное. Перепечатка со второго издания 1979 г. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005. – 319 с.
2. ТУ 3615–001–85873787-2010 Аппараты емкостные цилиндрические для жидких и газовых неагрессивных сред.
3. Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. - Лю: Химия, 1987. - 576 с..
4. ГОСТ 19281 – 89. Прокат из стали повышенной прочности.
5. ГОСТ Р 52857.1 – 2007. Общие требования.
6. В.М.Беляев, В.М.Миронов В. В. Тихонов. Конструирование и расчёт элементов оборудования отрасли. Часть I. Аппараты с механическими перемешивающими. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 95 с.
7. М. Ф. Михалев, Н. П. Третьяков, А. И. Мильченко, В. В. Зобнин. Расчет и конструирование машин и аппаратов химических производств. Примеры и задачи: Учебное пособие для студентов втузов. – ООО ТИД «АРИС», 2013. – 312 с.
8. ГОСТ Р 52857.2 – 2007. Расчет обечаек и днищ.
9. ГОСТ 6533 – 78. Днища эллиптические отбортованные стальные для сосудов аппаратов и котлов. Основные размеры.
10. ГОСТ 12815 – 80. Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов.
11. ГОСТ Р 52857.4 – 2007 Расчет фланцевых соединений.
12. ГОСТ Р 52857.3 – 2007. Укрепление отверстий.
13. ОСТ 26–2006–83. Люки с фланцами, приварными встык, с уплотнительной поверхностью "шип-паз" стальных сварных сосудов и аппаратов.
14. ОСТ 26 – 2002.2

15. А. А. Лашинский, А. Р. Толчинский. Основы конструирования и расчет химической аппаратуры. Л., «Машиностроение», 1970г., 752с.1.
16. ГОСТ Р 52857.5 – 2007. Обечайки и днища от воздействия опорных нагрузок.
17. ГОСТ 12.0.002 – 83. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения.
18. СН-2.2.4.584 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
19. ГОСТ 12.1.005 – 88. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования
20. ГОСТ 12.4.021 – 75. Системы вентиляционные. Общие требования.
21. ГОСТ 12.1.003 – 83. Шум. Общие требования.
22. ГОСТ 12.3.002 – 75. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
23. ГОСТ 12.1.019 – 79. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Перв. примен.		Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
Справ. №						Документация		
						Пояснительная записка		
						Сборочный чертеж		
						Сборочные единицы		
		1	E-8979-1		Желоб	2		
		2	E-8979-2		Желоб	2		
		3	E-8979-3		Желоб	1		
		4	E-8979-4		Желоб	2		
		5	E-8979-5		Желоб	1		
		6	E-8979-6		Желоб	2		
		7	E-8979-7		Отбойник	1		
		8	E-8979-8		Желоб	2		
		9	E-8979-9		Желоб	9		
		10	E-8979-10		Желоб	2		
		11	E-8979-11		Желоб	2		
		12	E-8979-12		Желоб	2		
		13	E-8979-13		Желоб	3		
		14	E-8979-14		Желоб	2		
		15	E-8979-15		Желоб	3		
Взам. инв. №		16	E-8979-16		Слив	1		
		17	E-8979-17		Лоток	1		
		18	E-8979-18		Колпак	1		
		19	E-8979-19		Штуцер			
Подп. и дата						специальный	1	
		20	E-8979-20		Коробка	1		
Инв. № подл.								
	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
	Разраб.						Лит.	Лист
	Проб.							Листов
	Н.контр.							
Утв.								1

Копировал

Формат А4

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
		21	E-8979-21	Опора	2	
		22	E-8979-22	Секция		
				газоотбойника	4	
		23	E-8979-23	Секция		
				газоотбойника	6	
		24	E-8979-24	Люк-лаз 450-25	1	
		25	E-8979-25	Штуцер		
				специальный	1	
				Детали		
		26	E-8979-26	Уголок	1	
		27	E-8979-27	Уголок	1	
		28	E-8979-28	Уголок	1	
		29	E-8979-29	Уголок	1	
		30	E-8979-30	Уголок	1	
		31	E-8979-31	Уголок	1	
		32	E-8979-32	Уголок	1	
		33	E-8979-33	Уголок	1	
		34	E-8979-34	Косынка	2	
		35	E-8979-34-01	Косынка	2	
		36	E-8979-34-02	Косынка	2	
		37	E-8979-34-03	Косынка	2	
		38	E-8979-34-04	Косынка	2	
		39	E-8979-34-05	Косынка	2	
		40	E-8979-34-06	Косынка	2	
		41	E-8979-34-07	Косынка	2	
		42	E-8979-35	Прокладка	1	
		43	E-8979-36	Крючок	20	
		44	E-8979-37	Лист	1	
		45	E-8979-38	Лист	1	
						Лист

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
		46	E-8979-39	Лист	2	
		47	E-8979-40	Лист	1	
		48	E-8979-41	Планка	4	
		49	E-8979-42	Обечайка	1	
		50	E-8979-43	Обечайка	1	
		51	E-9200-1	Обечайка Двнутр=3000 мм L=16000 мм ПН-6 *12 ГОСТ 19903-74 Лист О9Г2С-9 ГОСТ 19281-89	1	15781 к2
		52	E-9200-2	Днище 3000-10-750-О9Г2С ГОСТ 6533-78	1	
		53	E-9200-3	Днище 3000-10-750-О9Г2С ГОСТ 6533-78	1	
		54	E-9200-4	Патрубок l=317 Патрубок 25x3 - 10Г2 ГОСТ 4543-71	2	
		55	E-9200-5	Патрубок l=345 Патрубок 25x3 - 10Г2 ГОСТ 4543-71	2	
		56	E-9200-6	Патрубок l= 80.5 Патрубок 43x1 - 10Г2 ГОСТ 4543-71	4	
		57	E-9200-7	Патрубок l=83 Патрубок 53x1.5 - 10Г2 ГОСТ 4543-71	1	
		58	E-9200-8	Патрубок l=139 Патрубок 153x1 - 10Г2 ГОСТ 4543-71	2	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		
					Лист	

Капураван Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	кол.	Примечание
							59	E-9200-9	Патрубок l=148 Патрубок 360x5 09Г2С ГОСТ 5520-79		
									Стандартные изделия		
							60		Болт М12х35.58 ГОСТ 7798-70	189	
									Гайки ГОСТ 5915-70		
							61		М12.4	209	
							62		М16.10.20xH3A	8	
							63		М20.10.20xH3A	16	
							64		М24.10.20xH3A	32	
							65		М30.10.20xH3A	80	
							66		Заклепка 4x7.37 ГОСТ 10302-80		
									Фланцы ГОСТ 12815-80 Сталь 09Г2С ГОСТ 5520-79		
							67		500-16	2	
							68		350-24	4	
									Фланцы ГОСТ 12815-80 Сталь 10Г2 ГОСТ 4543-71		
							69		150-16	4	
							70		50-16	2	
							71		40-16	4	
							72		20-16	4	

Копировал

Формат А4

[illegible]